



Universidad de Oviedo

Memoria del Trabajo Fin de Máster realizado por

Alejandro Rico Secades

para la obtención del título de

Máster en Ingeniería de Automatización e Informática Industrial

Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diésel.

FEBRERO 2014



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Título del Proyecto:

Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diésel.

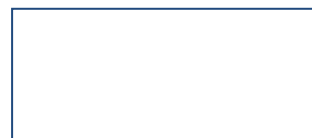
Empresa de desarrollo del Proyecto:

TSK Electrónica y Electricidad S.A.



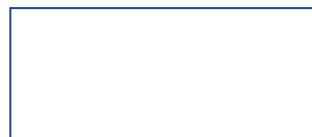
Autor del proyecto:

Alejandro Rico Secades



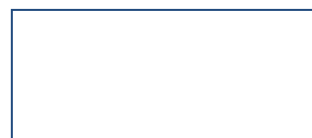
Tutor del proyecto:

Antonio Corral



Tutor Académico:

Antonio Robles





Contenido

1.	Introducción	5
2.	Alcance del proyecto	6
3.	Objetivo del proyecto	7
4.	Conceptos básicos de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	8
4.1	Características.....	8
4.2	Condiciones técnicas de la conexión	10
4.3	Componentes básicos	10
4.3.1	Módulo fotovoltaico	10
4.3.2	Inversor DC/AC.....	11
4.3.3	Centros de transformación	12
5.	Descripción de la instalación Fotovoltaica al estudio	13
5.1	Ubicación.....	13
5.2	Características Técnicas de la Instalación	13
5.3	Descripción de los Principales Componentes de la Instalación.....	14
5.3.1	Módulos fotovoltaicos.....	14
5.3.2	Inversores.....	14
5.3.3	Sistema de almacenamiento de energía	14
5.3.4	Generadores diésel	17
5.3.5	Sistema de predicción de Irradiancia	22
6.	Requisitos técnicos en el punto de conexión	24
6.1	Control de Variación de Potencia (Ramp Rate Control)	25
7.	Análisis Inicial.....	27
7.1	Estudio de la Evolución de la potencia en una planta	30
8.	Descripción del Algoritmo	33
8.1	Sistema de prevención para Arranque de motores diésel.....	33
8.2	Sistema de Deslastre de Nuberu.....	37
8.3	Sistema de Baterías.....	39
8.4	Sistema de Generadores diésel.....	40
9.	Simulación	42
9.1	Hipótesis de partida	42
9.2	Datos de entrada	42
9.3	Limitaciones de la simulación	42



9.4	Código del Programa de simulación.....	43
10.	Resultados finales.....	44
11.	Bibliografía.....	58
12.	Presupuesto.....	59
13.	Diagrama de ejecución de tareas.....	61

ANEXOS

Anexo 1 “Código Matlab de la simulación”

Anexo 2 “Balance de Energía sistema de baterías – Peor Escenario”

Anexo 3 “Metodología de Evaluación Cumplimiento MTRs Rampa y Frecuencia”

1. Introducción

En la actualidad, las necesidades energéticas de la humanidad van aumentando a una velocidad muy considerable, esto es debido a la gran industrialización que están sufriendo países grandes como China, Brasil o India. Para hacer frente a esta demanda energética se recurre mayoritariamente a combustibles fósiles, como son el carbón, el gas y el petróleo, lo que a la larga está generando una gran alerta debido a los niveles de emisión de contaminantes a la atmósfera.

Es necesario pensar en la implantación de las energías renovables para suplir la demanda energética, y dejar a un lado la dependencia de los combustibles fósiles. Con las energías renovables se aportan una serie de beneficios, como son, la reducción en las inversiones de las infraestructuras, mayor bienestar para los consumidores y la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmosfera.

Puede aparecer un problema, una alta penetración de generación eléctrica mediante la utilización de plantas de energías renovables del tipo intermitente, como son la energía fotovoltaica o la eólica, pueden presentar un riesgo para la seguridad y la estabilidad para la Red eléctrica de un país, en el caso de que se trate de una red débil, o pequeñas islas con una red propia de autoabastecimiento, en la que cualquier variación se hace muy notable.

En el caso de la energía fotovoltaica, las variaciones de la radiación solar, tiene efectos directos sobre las variaciones en la inyección de energía activa en la red, frecuencia, voltaje y otros problemas eléctricos, por lo que para la realización de una instalación de grandes dimensiones conectada a la red eléctrica, se suelen establecer unos requisitos de obligado cumplimiento. Estos requisitos los proporciona la propia compañía eléctrica, que tras un exhaustivo análisis de su red, y de un análisis de las perturbaciones que puede provocar la nueva planta de generación, establecerá unos parámetros de generación que no pueden ser traspasados.



Imagen 1: Planta Fotovoltaica (Fuente: TSK)

En muchas ocasiones en las plantas fotovoltaicas, por sí solas, no se puede realizar un control ni realizar una gestión eficaz para cumplir con los requisitos de la compañía, por lo que se hace necesaria la implantación de elementos externos que funcionarán junto con la planta fotovoltaica para realizar las regulaciones que sean necesarias, así como, los aportes de energía en los momentos que se requiera. Estos elementos externos pueden ser baterías, generadores diésel etc....

La evolución de la tecnología en los últimos años, ha hecho posible que la energía Fotovoltaica se haya convertido en la herramienta que está cambiando el paradigma de la generación y el consumo energético en todo el mundo, ya que se está convirtiendo en una de las opciones más requeridas para hacer frente a la demanda energética de diversos países, ya que ésta crece a de una forma exponencial.

2. Alcance del proyecto

El alcance de este proyecto se centra en la integración de energías renovables dentro de redes de distribución débiles, en las cuales se hace necesaria una regulación en la generación para no crear una desestabilización en la red.

En algunos países, sobre todo en islas, la instalación de plantas de generación no gestionable, ya sean de tipo fotovoltaico, eólico, termo-solar u otro tipo, pueden generar desestabilizaciones en la red por las variaciones bruscas de inyección de energía a dicha red. En el caso de la generación fotovoltaica, estas fluctuaciones son producidas por los cambios de los valores de irradiancia solar, que son debidas a los diferentes fenómenos meteorológicos y que son más acentuados en zonas, como por ejemplo, la zona de Centro-América, cuyo clima es muy variable a lo largo del día.

La realización de este proyecto se realizará sobre una instalación fotovoltaica de 20 MW nominales ubicada en la zona de Centro América, donde existe un clima muy variable que origina variaciones muy bruscas en plazos de tiempo muy cortos, y que, causan desestabilizaciones al realizar una inyección en la red eléctrica de la zona.

Para operar junto con la planta fotovoltaica se dispone de un sistema de almacenamiento de baterías, un sistema de generación compuesto por tres motores diésel, y también, un sistema denominado Nuberu, capaz de analizar mediante visión artificial el movimiento de las nubes y predecir los valores futuros de irradiancia sobre la planta.

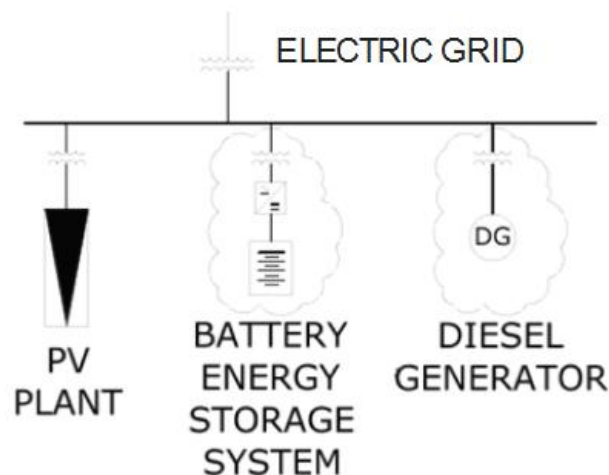


Imagen 2: Conexión de la planta fotovoltaica y de los sistemas de almacenamiento y generación de energía a la red eléctrica. (Fuente: TSK)

Con todo esto se debe realizar un control y una regulación de la energía que se inyecta a la red. Con estos sistemas se podrá realizar un aporte de energía en los momentos clave en los cuales la generación fotovoltaica sufra unas variaciones que se alejen de los requisitos previamente establecidos por la compañía eléctrica.

3. Objetivo del proyecto

El objetivo del presente proyecto es la simulación del funcionamiento normal de la planta fotovoltaica de San Fermín, ubicada en Puerto Rico, aplicando un algoritmo de control que actuará sobre los inversores y sobre los sistemas externos de generación de energía adicional, para corregir las fluctuaciones de potencia que genera la planta de forma natural por las variaciones de irradiancia, todo para que la potencia que entregue la planta en el punto de interconexión con la red eléctrica cumpla los requisitos establecidos por la compañía eléctrica del lugar.

La forma de proceder para la realización del proyecto parte de la simulación de la planta sin ningún tipo de regulación y sin la utilización de ninguno de los sistemas externos de los que dispone. Para la simulación de dicho funcionamiento se utilizarán los datos de generación de potencia de diversos días de una planta de características similares ubicada en la misma zona que la planta a analizar.

A partir de estos resultados, se observarán los incumplimientos que genera la planta a la hora de inyectar a la red, en comparación con los requisitos preestablecidos por la compañía eléctrica, todo para desarrollar un algoritmo de control para utilizar los sistemas externos (sistema de almacenamiento, sistema de generación diésel y sistema Nuberu) junto con la planta fotovoltaica.

Este algoritmo actuará gestionando las consignas del sistema de almacenamiento de energía, del sistema de generación diésel y de los inversores fotovoltaicos. Todo para conseguir una gestión eficaz de la planta fotovoltaica y asegurar cumplir los requerimientos en el punto de interconexión.

El objetivo principal de centra en el control de la rampa de generación RRC (Ramp Rate Control), es decir, evitar las variaciones bruscas de potencia activa, que normalmente se establecen entre un 5% y un 20% de la potencia nominal de la planta en un minuto.

Estos requisitos vienen detallados en el Anexo 3 “Metodología de Evaluación Cumplimiento MTRs Rampa y Frecuencia”.

4. Conceptos básicos de un sistema fotovoltaico conectado a red

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional.

Como se muestra en la figura 1, un sistema fotovoltaico conectado a red se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red. (Fuente: *Energía solar fotovoltaica*; Autor: Oscar Perpiñán Lamingueiro)

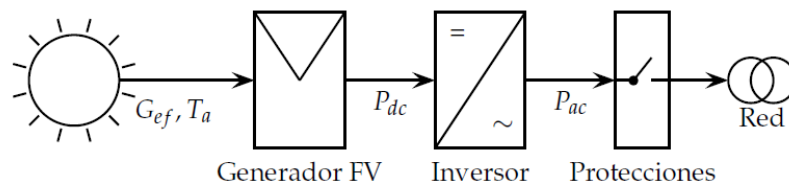


Imagen 3: Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red (fuente: Libro *Energía Solar fotovoltaica* Oscar Perpiñán Lamingueiro)

4.1 Características

Entre los Sistemas fotovoltaicos conectados a red instalados sobre suelo existen dos tipos:

- Los sistemas estáticos, con una inclinación y orientación fija, y
- Los sistemas de seguimiento, que varían la posición del generador a lo largo del día y año para maximizar la radiación efectiva incidente.

El diseño de un Sistema fotovoltaico conectado a red sobre suelo, tiene como objetivo maximizar la producción energética anual del sistema con el menor coste y con la menor ocupación de terreno posibles. Como primera clasificación se distinguen los sistemas estáticos, aquellos cuya inclinación y orientación permanece inalterable, y los sistemas de seguimiento. En la imagen se puede apreciar como es una instalación estática.



Imagen 4: Instalación Fotovoltaica estática (fuente: TSK)

Como segunda clasificación se distinguen los sistemas fotovoltaicos con seguimiento. El fundamento de los sistemas de seguimiento es doble: en primer lugar, la radiación incidente aumenta al seguir al sol; además, las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al sol mejora. Por tanto, el objetivo de estos sistemas es reducir el ángulo formado entre la línea que une el generador con el sol y la perpendicular al plano del módulo y así apuntar al sol a lo largo de su movimiento celeste.

Las diferentes técnicas de seguimiento buscan concretar ese objetivo general sacrificando un apuntamiento perfecto en aras de conseguir sistemas estructurales más económicos y mejores aprovechamientos del terreno. Así, el mejor método de seguimiento desde la perspectiva de la producción eléctrica es el denominado a doble eje, que consigue apuntar al sol con precisión a lo largo de todo su recorrido. En el siguiente puesto de los que optimizan la producción destaca el seguimiento acimutal, que sacrifica un movimiento (inclinación del generador) para conseguir sistemas más económicos. El método consiste en girar de este a oeste sobre un eje vertical. Su uso está decreciendo en comparación al método de doble eje.



Imagen 5: Seguidor solar de dos ejes



Imagen 6: Seguidor solar de un eje

(Fuente: LINAK)

Otro planteamiento diferente es el utilizado por el seguimiento polar. El único eje sobre el que se produce el giro está inclinado de forma paralela al eje de rotación de la Tierra, consiguiendo que el generador aparezca al sol como perpendicular a sus rayos durante gran parte del recorrido. No obstante, las complicaciones estructurales y de giro, y la dificultad de su implantación en grandes plantas han provocado que su uso sea ocasional. Por último se debe mencionar el método de seguimiento horizontal con eje Norte-Sur. Sus ventajas son la sencillez y estabilidad estructural (el eje es horizontal y paralelo al terreno, con tantos puntos de apoyo como se consideren necesarios), la facilidad de motorización, así como el mejor aprovechamiento del terreno en relación a un sistema de doble eje.

El mejor aprovechamiento de terreno depende directamente del porcentaje de radiación que quedará sombreada por los seguidores cercanos, lo que se conoce como sombras mutuas. En general, cuanto más

exacto es el método de seguimiento, menos eficiente es su aprovechamiento de terreno: para un mismo valor de radiación sombreada, la separación entre seguidores aumenta en sistemas que apuntan mejor.

De ahí que los sistemas estáticos sean la opción preferida cuando el terreno disponible sea limitado y se desee alcanzar una potencia instalada determinada (por ejemplo para aprovechar toda la capacidad que ofrece el punto de conexión concedido) o limitar la inversión económica a costa de reducir la productividad del sistema.

Los sistemas instalados sobre suelo frecuentemente superan la potencia de 100 kW, y en varios casos superan los 50MW, y por tanto, suelen contar con una instalación de evacuación en Media Tensión. En este tipo de SFCR una proporción importante del trabajo de ingeniería se dedica al diseño del sistema de interconexión de los módulos para formar el generador, el sistema eléctrico que conecta el generador con los equipos inversores, el sistema de evacuación a red de la energía producida y la red de tierras.

4.2 Condiciones técnicas de la conexión

Para realizar una conexión a una red de distribución general, pueden ocurrir situaciones distintas. Cuando se trata de instalaciones con una potencia baja (de entre 50 kW y 400 kW), estas pueden evacuar la energía producida directamente en la red de baja tensión ya que difícilmente generarán perturbaciones en la línea, el problema aparece cuando la instalación es de una potencia mayor, decenas incluso alcanzando la centena de MW, entonces la evacuación de energía a la red se efectúa en Media Tensión, y pueden aparecer perturbaciones en la red de distribución al inyectar una gran cantidad de energía. Ante esto las compañías eléctricas especificarán unos requerimientos técnicos para que se cumplan, mediante un control de la instalación fotovoltaica.

4.3 Componentes básicos

4.3.1 Módulo fotovoltaico

Los paneles o módulos fotovoltaicos, son los generadores de energía. Están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (energía solar fotovoltaica). El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25 °C (no temperatura ambiente).

Los módulos fotovoltaicos se dividen en:

- Cristalinas
 - Monocristalinas: se componen de secciones de un único cristal de silicio (Si) (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los 4 lados cortos, si se puede apreciar en la imagen, se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).

- Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- Amorfas: cuando el silicio no se ha cristalizado.

Su efectividad es mayor cuanto mayores son los cristales, pero también su peso, grosor y coste. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su coste y peso es muy inferior.



Imágen 7 : Módulos fotovoltaicos poli-cristalino y mono-cristalino.(Fuente: sitiosolar.com)

4.3.2 Inversor DC/AC

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, por lo que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica en alterna. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

Los inversores cuentan con sistemas de búsqueda del MPP (punto de máxima potencia), es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico con el fin de extraer siempre la máxima potencia del panel en cada momento.

Otro parámetro importante a tener en cuenta en los inversores a la hora de realizar cálculos es el Umbral de arranque que según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador (W/m^2) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.



Imagen 8: Inversor fotovoltaico del fabricante SMA. (Fuente: SMA)

4.3.3 Centros de transformación

Son el elemento necesario, para acondicionar la energía eléctrica producida y adaptarla a las condiciones de intensidad y tensión de la línea de transporte.

Los transformadores que se utilizan en fotovoltaica son los mismos que se utilizan para la distribución de energía, al final un transformador lo que hace es elevar/bajar la tensión entre una red de MT y otra de BT, por lo que no hay transformadores específicos. Por eso se utilizan las potencias típicas o normalizadas de 50, 160, 250, 400, 630, 800 y 1.250 KVA. Las plantas fotovoltaicas que se conectan en BT, hasta 100 kW, por encima de este valor estamos hablando de media o alta tensión.

En los parques, con potencias de evacuación elevadas, se hace uso de centros de transformación elevadores BT/MT (uno o varios por parque) para finalmente conectarse a la red de distribución en la red de media tensión.

Los centros de transformación del parque cumplirán lo exigido en el Reglamento de centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. Además, el centro de entronque cumplirá también con lo exigido por la Empresa Distribuidora de la zona a la que se va a conectar. Según el acuerdo entre Promotor y Empresa distribuidora, se puede instalar una celda de medida en MT en el centro de entronque para medir la totalidad de la energía vertida a la red de distribución MT.



Imagen 9: Centros de transformación de maniobra exterior (izquierda) y maniobra interior (derecha). (Fuente Schneider Electric)

5. Descripción de la instalación Fotovoltaica al estudio

5.1 Ubicación

La planta fotovoltaica sobre la que se va a realizar el análisis, para la posterior realización del algoritmo de control, está ubicada en la isla de Puerto Rico, cuyas coordenadas UTM son las siguientes:

- *Latitud: 18°24'52.11"N*
- *Longitud: 65°54'6.27"O*



Imagen 10: Vista aérea de la planta fotovoltaica (Fuente:TSK)

5.2 Características Técnicas de la Instalación

- *Potencia instalada: 24.2 MWP*
- *Potencia Nominal: 20.16 MWac*
- *Número de inversores y potencia: 32 x 0.630 MW*
- *Inclinación de los módulos fotovoltaicos: 10°*
- *Superficie ocupada: 82 ha*
- *Voltaje: BT/MT 13.2 kV*

Condiciones meteorológicas:

- *Altura sobre nivel medio del mar: AMSL <1,000 m*
- *Humedad relativa máxima: 80% a 20 °C*
- *Temperatura máxima: 40 °C (68 °F)*
- *Temperatura mínima: 0 °C (32 °F)*
- *La velocidad del viento hasta un máximo de 160 MPH, de acuerdo con la normativa aplicable de la zona (ASCE 7-10).*
- *Carga de nieve Máxima: 0 kg/m².*

5.3 Descripción de los Principales Componentes de la Instalación

5.3.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos instalados en la planta fotovoltaica son el modelo CS6P-240 del fabricante CANADIAN SOLAR. Estos paneles tienen una potencia de 240 W y están formados por 72 células.

5.3.2 Inversores

Los inversores empleados en la planta son inversores de tipo central. Se trata del modelo SUNNY CENTRAL 630 CP del fabricante SMA. La planta fotovoltaica está compuesta por 16 bloques de 2 inversores cada uno, de forma que en total son 32 inversores para proporcionar una potencia nominal de salida de 20.16 MW.



Imagen 11: Inversor SUNNY CENTRAL 630 CP (Fuente: SMA)

5.3.3 Sistema de almacenamiento de energía

El sistema de almacenamiento de energía es un equipo de la firma Altair Nano de 2 MW de potencia y con una capacidad de 338 kWh (capaz por tanto de mantener una potencia de 2 MW durante un plazo de hasta 11.9 minutos) y una eficiencia del orden del 90%.

El sistema se compone de:

- Un conjunto de baterías de Titanato de Litio, instalado en contenedor, que permite un elevado número de ciclos, adecuado para el tratamiento de las desviaciones de frecuencia.
- 2 inversores de 1000 KW para la ondulación de la continua de baterías e inyección a la red
- Transformador de acoplamiento, sistema de control
- Sistema de refrigeración de baterías.



Imagen 12: Vista interior y exterior del modulo contenedor (Fuente: AltairNano)

El equipo de baterías y sus sistemas auxiliares se instalarán en las inmediaciones del punto de interconexión (POI), junto a la subestación de la planta fotovoltaica.

En el plano que se refleja a continuación puede verse la disposición en planta (Layout) de los distintos equipos: Container, equipo de refrigeración, etc.

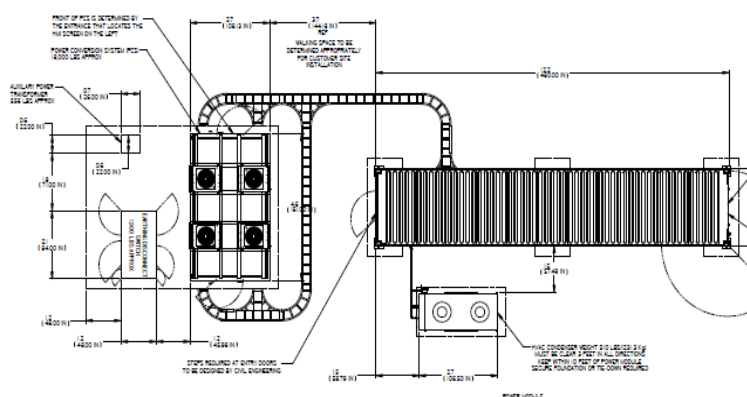


Imagen 13: Disposición del sistema de refrigeración del container de las baterías (Fuente: AltairNano)

El sistema baterías de Altair-Nano trabajará fundamentalmente en la compensación de desviaciones de frecuencia, aunque será un sistema muy útil y necesario para realizar un aporte extra de energía en las situaciones en las que el sistema se encuentre en incumplimiento de los requisitos establecidos por la compañía eléctrica de la zona.

El equipo de almacenamiento es adecuado para permitir un número muy elevado de ciclos de baja intensidad de carga-descarga, para cumplir su misión fundamental de contribuir con potencia activa instantánea a las desviaciones de frecuencia.

Material de las baterías

Las baterías instaladas son de titanato de litio. Es una batería recargable que es mucho más rápida para cargar que otras baterías de litio-ion. Se diferencia de otras baterías de iones de litio, ya que utiliza nanocristales de litio titanato en la superficie del ánodo en lugar de carbono. Esto es ventajoso porque aumenta el área superficial del ánodo, lo que permite que los electrones entran y salen del ánodo rápidamente. Este aumento de la superficie es lo que permite que las baterías de litio-titanato a ser recargadas rápidamente y proporcionan altas corrientes cuando sea necesario. Una desventaja de la batería de litio titanato es una capacidad mucho más baja y menor voltaje que la batería de litio-ion.

En la siguiente imagen se puede ver una pequeña comparativa de las ventajas entre las baterías de ion-litio y las baterías de titanato de litio.

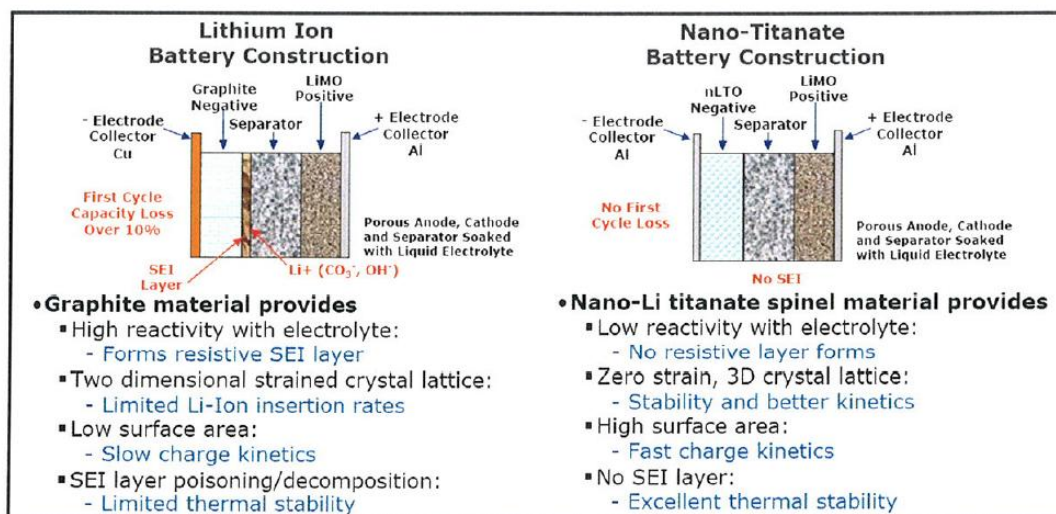


Imagen 14: Construcción baterías tradicionales de litio vs construcción de las baterías de Altair-Nano de titanato de litio. (Fuente: IEEE)

Diagrama Unifilar Eléctrico

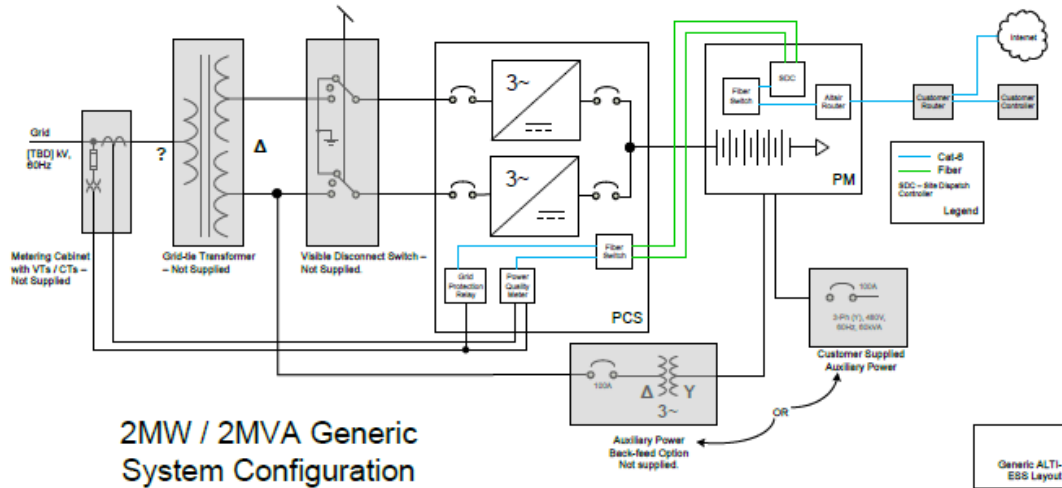


Imagen 15: Diagrama unifilar eléctrico de la conexión del sistema de baterías. (Fuente: AltairNano)

5.3.4 Generadores diésel

El sistema diésel se compone de 3 grupos de generación Diésel del fabricante americano Cummins, con una potencia unitaria de 1375 KVA y una potencia activa unitaria máxima de 1350 KW, que aportarían en su conjunto 4050 kW de potencia activa de apoyo a la planta fotovoltaica, ya sea en condiciones transitorias de Under Frecuency como de Ramp-Down.

Los grupos diésel estarán controlados por el PLC de la planta y arrancarán siguiendo las consignas emitidas por dicho PLC , ya sea por situaciones instantáneas de necesidad de potencia como por previsión de bajadas de potencia, en función del sistema de predicción meteorológica propio de la planta y ya descrito con anterioridad en este documento.

El tiempo de respuesta de los grupos Diésel es de aproximadamente 14 segundos desde el arranque hasta la plena potencia, de manera que dichos grupos, asociados a los módulos fotovoltaicos que eventualmente se encuentren desconectados de los inversores y en última instancia al sistema de baterías, serán las herramientas con las que cuenta la planta para la compensación de los eventos de Ramp-Down.



Imagen 16: Generador diésel del fabricante Cummins.(Fuente: Cummins)

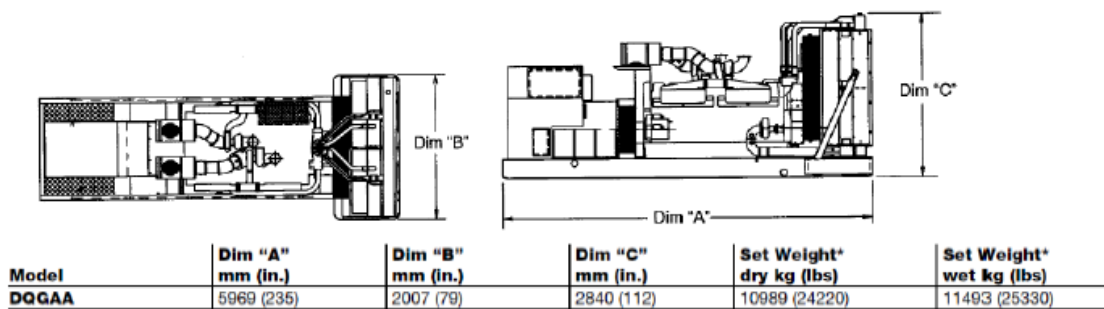


Imagen 17: Dimensiones del equipo generador diésel (Fuente Cummins)

Los equipos diésel están situados en la zona de la subestación eléctrica de la planta y próximos al POI, alojados en un recinto insonorizado para reducir la contaminación acústica, aunque solo operarán de día y están situados a más de 500 metros de cualquier zona habitada.

Están alimentados desde transformadores "PAD mounted" conectados en serie a una salida de las celdas de 13.2 kV de la subestación.

Los equipos diésel son controlados por el PLC de la planta para que:

- Los arranques y paradas del motor de cada uno de ellos se produzcan con la previsión adecuada, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, según una secuencia de horas de funcionamiento equilibradas y según las necesidades de generación de energía para cumplir con la función que tienen encomendada en el marco de los MTRs establecidos por la compañía eléctrica de la zona.
- Entreguen la potencia que corresponda según la consigna que se envíe desde el PLC a partir del algoritmo de control establecido en el presente proyecto.

Diagrama Unifilar Eléctrico

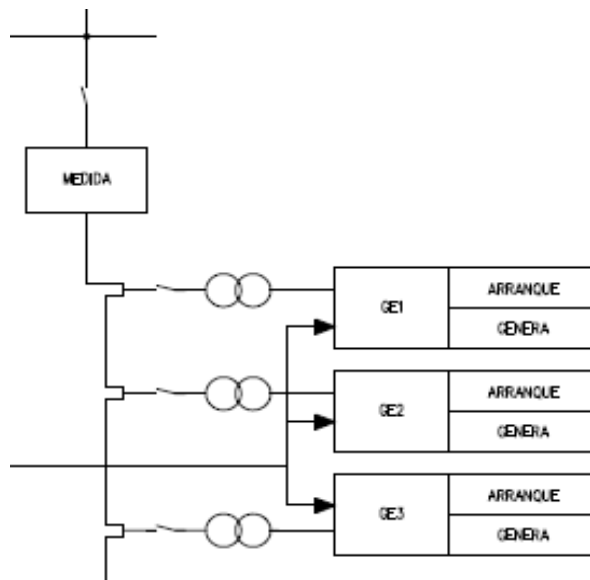


Imagen 18: Esquema unifilar de la conexión eléctrica. (Fuente TSK)

Implantación general de equipos Diésel y Sistema de Baterías

Edificio Grupos diésel

Sistema contenedorizado de baterías

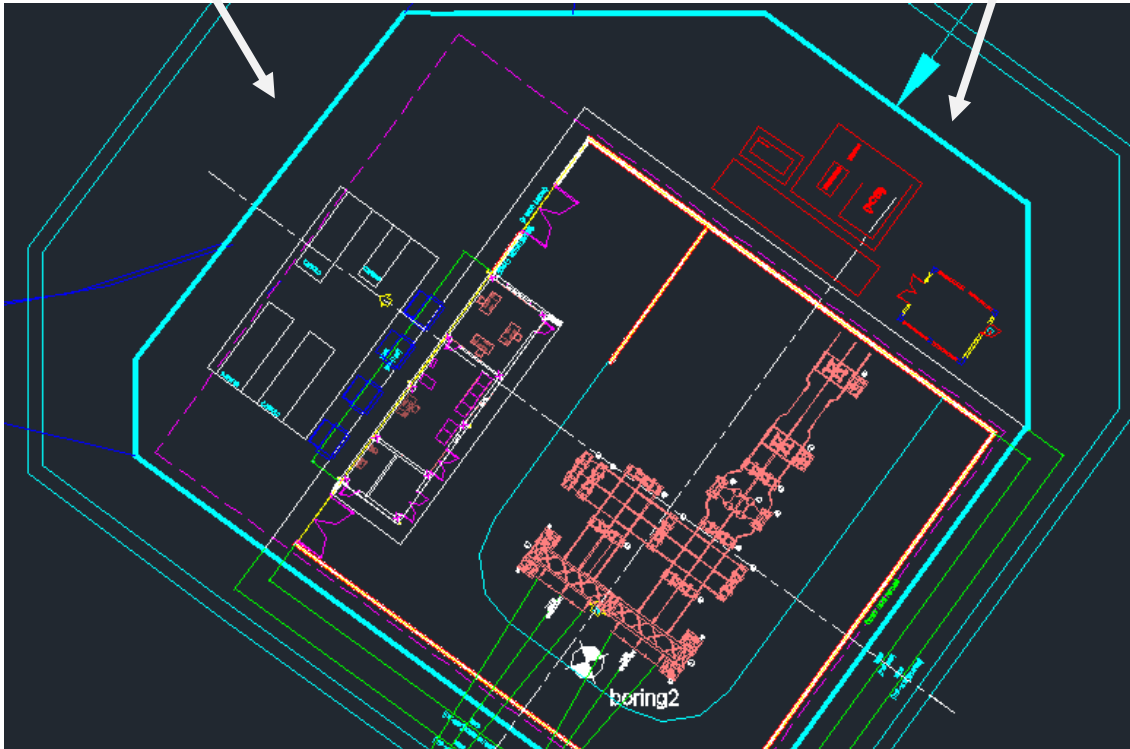


Imagen 19: Situación del sistema de baterías y del sistema de generación diésel al lado de la subestación eléctrica.
(Fuente TSK)

En principio el ciclo de operación de los Generadores trata de los siguientes parámetros:

- Listo para dar carga desde la orden de arranque remoto: 7 sg. (en un principio 14 sg)
- Tiempo de sincronización con Red: 3 sg.
- Tiempo Rampa de carga: 3 sg.
- Tiempo de Funcionamiento con carga: a definir según requisitos.
- Tiempo Rampa de descarga: 3 sg.
- Tiempo de Enfriamiento: 300 sg. (180 sg. a velocidad nominal y 120 sg. a ralentí.
- Todas estas funciones y configuraciones las realiza el Panel de Control PCC3201 de Cummins a excepción del tiempo en funcionamiento con carga.



El resto de las funciones y configuraciones que se citan a continuación las debe de realizar el Sistema de Control de TSK.

Los periodos de actualización de consignas de potencia o función “KW Set Point” deberán de ser a partir de cada 3 sg. con el fin de dar tiempo a que finalice la rampa de carga tanto como la de descarga.

Con el fin de mantener lo mas aproximadamente iguales las horas de funcionamiento de los tres equipos es recomendable ir cambiando la prioridad de arranque de los tres Grupos con la finalidad de conseguir un desgaste uniforme de los equipos y también de mantenimiento. La lectura de horas de funcionamiento se puede recibir a través de Network, Modbus RTU.

Nota: Algunos parámetros o tiempos como el de sincronización con la Red son estimados, como observación los tiempos de sincronización entre Grupos y Redes nunca son exactos ya que dependen de varios factores, Generador, Sincronizador y calidad de la Red.

5.3.5 Sistema de predicción de Irradiancia

La planta fotovoltaica cuenta con un sistema de predicción de irradiancia, denominado Nuberu, y que está basado en el análisis de las imágenes tomadas por varias cámaras de cielo instaladas en el perímetro de la planta. Estas cámaras captan el movimiento de las nubes y mediante un algoritmo interno de funcionamiento permiten estimar los valores futuros de irradiancia y potencia que habrá sobre la planta.

Nuberu puede predecir los valores de irradiancia sobre la planta con hasta 180 segundos de anterioridad.



Imagen 20: Captura tomada por una de las cámaras de cielo del sistema Nuberu. (Fuente TSK)

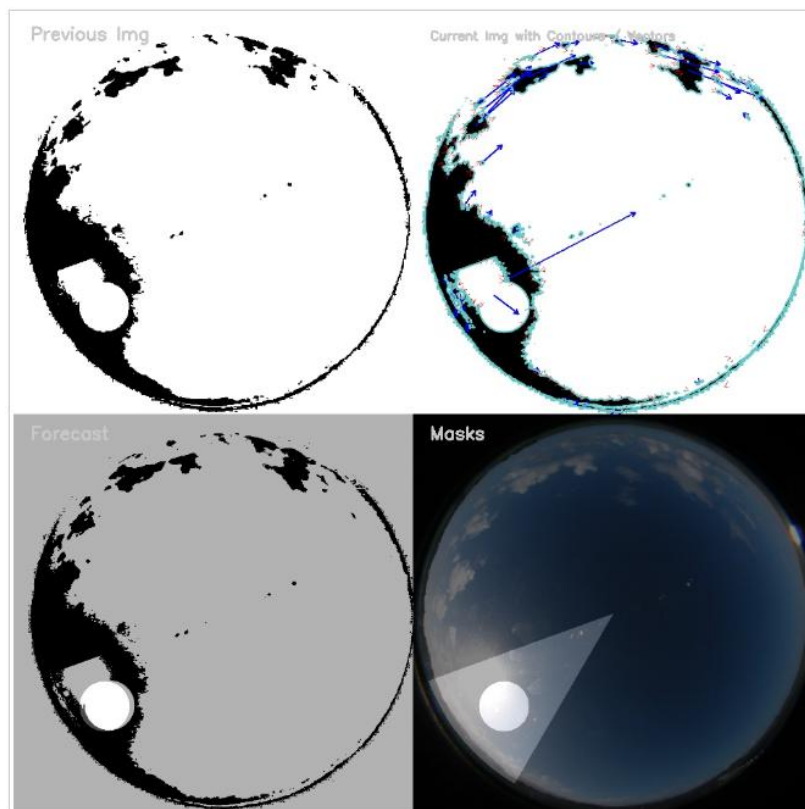


Imagen 21: Se muestra el mapa binario de las nubes, la posición del sol y la dirección de las nubes. (Fuente TSK)

En el gráfico inferior se muestran los resultados de las pruebas realizadas con el sistema Nuberu por el fabricante, en el que se puede observar una comparativa de la irradiancia real y la predicha por Nuberu.

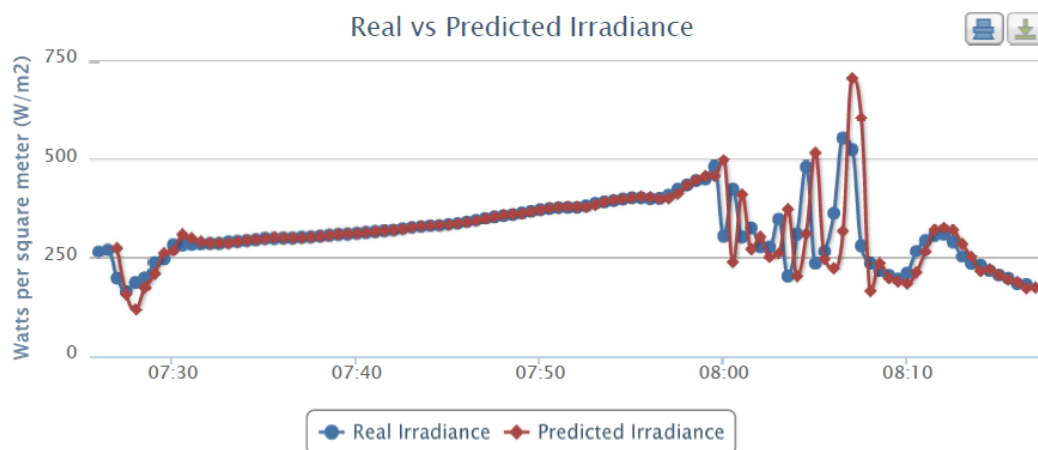


Tabla de predicciones de radiación en un momento dado:

Zone	15s	30s	45s	60s	75s	90s	105s	120s	135s	150s	165s	180s
7E	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
2W	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
6E	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
4W	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
5W	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
3W	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
1S	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
2E	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
6W	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
5E	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
4E	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
3E	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108
1N	139.797	171.108	120.834	564.039	582.12	574.182	587.853	597.996	604.17	602.847	608.139	612.108

Imágenes 22 y 23 : Gráfica y tabla de valores de la predicción de irradiancia del sistema Nuberu. (Fuente TSK)

6. Requisitos técnicos en el punto de conexión

Existen unos requerimientos técnicos que han de cumplir las plantas renovables para no crear inestabilidades y también para contribuir a mejorar la estabilidad de la red eléctrica de la isla en la medida de lo posible.

- La planta no debe disparar ante huecos de tensión , ni subidas de tensión determinadas, e incluso deberá aportar reactiva en ciertos momentos.
- Ante variaciones de tensión la planta debe actuar de forma inmediata mediante la aportación o consumo de reactiva, con un lazo cerrado de regulación PI.
- Debe ser capaz de aportar energía reactiva en cantidad definida en función de la propia potencia activa nominal.
- Debe mantenerse operando con desplazamientos de la frecuencia de la red tolerables, y disparar fuera de estos rangos.
- Debe actuar ante bajadas o subidas de frecuencia, incrementando o reduciendo energía activa entregada a la red.
- No debe variar bruscamente su potencia activa, aunque el recurso solar varíe de forma brusca (nubes por ejemplo) . La planta debe mantener unas rampas máximas establecidas de subida y bajada de potencia.
- La planta y sus equipos cumplirán con la normativa y requerimientos internacionales en materia de calidad de onda , contenido en armónicos,...

El cumplimiento de todos estos requisitos debe realizarse con un diseño y una serie de tecnologías que combinadas cumplirán los requerimientos y dotarán a la energía solar fotovoltaica de unas capacidades realmente potentes para el apoyo a la red. El sistema de gestión de energía de la planta está formado por el conjunto de elementos de generación y control que permiten a la misma realizar una generación de energía a partir de la energía solar, y colaborar y mantener la estabilidad de la red eléctrica de Puerto Rico. Con ello el sistema se adapta en el cumplimiento de los requisitos mínimos fijados por la autoridad de energía eléctrica referidos anteriormente.

Los inversores son los elementos de funcionamiento permanente, y que están generando y adaptándose de forma continua a los parámetros de la red (en la energía activa entregada, energía reactiva, calidad de onda,...) son los elementos por excelencia que convierten la energía fotovoltaica en energía alterna en sincronismo con la red, y que tendrán un funcionamiento permanente en las horas diurnas. Son los principales responsables de que se cumplan los MTR que se detallan a continuación:

- 1.a) Huecos de tensión (Low voltaje)
- 1.b) Over voltaje
- 2. Voltaje regulation system
- 3. Capacidad de inyección de reactiva
- 4. Requerimientos de cortocircuito
- 5. Variaciones en frecuencia
- 6. Regulación de frecuencia
- 7. Rampa de potencia min / max.

Todos los requisitos de los puntos 1 a 6, no forman parte del alcance de este proyecto, pero se mencionan para dar a conocer todos los requisitos que se deben cumplir en el punto de interconexión con la red eléctrica.

El Proyecto se centra en el requisito del punto 7, explicado en el siguiente apartado.

6.1 Control de Variación de Potencia (Ramp Rate Control)

Este es el Requisito establecido por la compañía eléctrica en el que se basa principalmente este proyecto.

Se debe realizar un control de las rampas de potencia activa inyectada a red en el punto de conexión con la red, que desde ahora en adelante se denominará *Ramp rate control* en el presente proyecto.

Ramp rate control será monitorizado independientemente de la respuesta en frecuencia, y las rampas causadas por realizar la regulación en frecuencia no se consideran incumplimientos de los requerimientos del ramp rate control.

Para llevar a cabo el control de potencia activa en el punto de conexión, se realizarán mediciones cada 1 segundo y la rampa define:

$$RS = |P_S - P_{S-2}|$$

Donde:

RS = Rampa en MW por scan

P_S = Potencia actual de la planta en MW

P_{S-2} = Potencia de la planta 2 segundos antes

El Ramp rate para cada scan se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula como un porcentaje de la capacidad de la planta por minuto.

$$RR = \frac{R_S \times 30}{P_F} \times 100$$

Donde:

RR = Ramp rate en % de la capacidad de la planta por minuto.

P_F = Potencia nominal de la planta en MW.

Se permite como máximo una rampa de un 10 %, con un 10 % de tolerancia adicional. Fuera de este límite se considera incumplimiento del Ramp rate.

Es requerido un porcentaje de cumplimiento total diario que se define de la siguiente forma:

$$RRC = 100\% - \frac{\sum RSi}{S_{op}} \times 100$$

Donde:

RRC = Porcentaje de cumplimiento de Ramp rate.

$\sum RSi$ = Sumatorio del número de incumplimientos en 1 día.

S_{op} = Número de scans realizados en la planta en 1 día.

Se requiere un porcentaje de cumplimiento mínimo del 98,5 % para cada día que la planta este en funcionamiento.

Para llevar a cabo esta regulación es necesario desarrollar un algoritmo de control y regulación, en el que actuará sobre los inversores y se necesitará realizar una coordinación con las distintas herramientas instaladas en la planta como son el sistema de almacenamiento de energía y los grupos electrógenos de generación diésel.

7. Análisis Inicial

Una vez explicado los requisitos técnicos mínimos que se exige, es necesario realizar un análisis primario.

La planta y todos sus elementos, como conjunto, debe mantener transiciones no bruscas a las consignas de potencia activa y reactiva, y todo esto debe ser independiente de las variaciones de radiación debidas a niebla, nubes...), por muy bruscas que estas sean.

Como principales puntos clave para tener en cuenta para el modelado del algoritmo se han considerado los siguientes:

1.- La planta fotovoltaica cuenta con los siguientes equipos para dar cumplimiento al requerimiento de Rampa (Ramp Rate) acordado con PREPA en el marco de los MTRs exigidos a las plantas fotovoltaicas en Puerto Rico:

- a) Un conjunto de baterías con una capacidad de 338 kWh, una potencia nominal de 2 MW y una potencia pico de 3,5 MW (entendiendo por potencia pico aquella que pueda mantenerse durante al menos 1 minuto).
- b) Tres generadores Diésel con una potencia máxima unitaria de 1,35 MW (lo que supone una potencia máxima total de 4 MW).
- c) Un sistema de predicción de irradiancia.

2.- La planta debe hacer lo posible (utilizando los equipos referidos en el punto 1 anterior) para que la variación de la potencia en el punto de interconexión (POI) no supere una pendiente de 66.6 KW cada 2 segundos (con un umbral de tolerancia del 10%), lo que se traduce en un objetivo de no superar una pendiente de 73.3 KW cada dos segundos.

3.- Cumplir con el criterio de Rampa es prioritario en el marco de los MTRs. Esto implica que las baterías dedicarán sus recursos de manera prioritaria al cumplimiento del criterio de Rampa y solo deberán atender el criterio de regulación de frecuencia (Frequency Response) en aquellos momentos en que su uso no sea requerido para atender episodios de Rampa.

4.- Los incumplimientos del criterio reflejado en el párrafo 2 anterior debidos a las limitaciones de las baterías y/o generadores Diésel no se considerarán incumplimientos en el marco de las obligaciones asumidas con PREPA.

Lo anterior implica que cualquier incumplimiento del criterio de rampa motivado por, entre otras, las siguientes causas, no será considera como tal incumplimiento a os efectos de las obligaciones asumidas con PREPA:

- a) Periodo de arranque de los generadores Diésel (7 segundos)
- b) Periodo de respuesta a consignas de los generadores Diésel (3 segundos)
- c) Potencia máxima del conjunto de los generadores Diésel (4 MW)
- d) Potencia Nominal de las baterías (2 MW)
- e) Potencia pico de las baterías, sostenible durante 1 minuto (3,5 MW)

5.- No se considerarán incumplimientos, a los efectos de las obligaciones contraídas con PREPA, las desviaciones respecto a la pendiente establecida en el punto 2 anterior que traigan causa de una insuficiencia de la potencia de respuesta a rampa proveniente de Grupos Diésel + Baterías + Deslastre, cuyo máximo se establece en un 35% de la potencia nominal de la planta ($45\% \times 20 \text{ MW} = 9 \text{ MW}$).

Lo anterior implica que dado que la suma de la potencia máxima de los generadores Diésel (4 MW) más la potencia pico de las baterías (3.5 MW) es de un total de 7.5 MW, deberá tenerse en cuenta que en aquellos casos en que los que la caída de potencia requiera un aporte de más de 7.5 MW dicho “aporte” deberá provenir de un deslastre preventivo previo al evento de caída, con un máximo de aportación de 1.5 MW.

Lo anterior implica también que cualquier insuficiencia de “aporte” por encima de los referidos 9 MW no se considerará incumplimiento a los efectos de las obligaciones asumidas con PREPA en el marco de los MTRs.

6.- “Worst Case Scenario”: En el caso de que en un periodo de dos años, contado a partir de la puesta en marcha de la planta, no se consiga ajustar el sistema de predicción para que la planta consiga un “aporte” efectivo de hasta un máximo de 1.5 MW en aquellos eventos de caída que requieran una aportación total superior a los 7.5 MW, deberá instalarse un sistema adicional de baterías con una potencia pico de 1.5 MW y una capacidad de aprox. 25 kWh.

El PLC controlador de la planta, en este caso un MODICON M340 del fabricante SCHNEIDER, ajustará la potencia de la planta en función de los valores en el instante anterior, de forma que limita la producción de forma que sigan una pendiente positiva de generación que no sobrepase los límites marcados por la compañía eléctrica.



Para ello limitará las potencias máximas de los inversores en las rampas de subida y actuará junto con el sistema de baterías y los grupos diésel como aporte externo de energía en los momentos en los que se encuentre en rampa de bajada (ramp off). Esta situación de ramp off se dará en habitualmente en el caso de variaciones de irradiación por nubosidad. Para cumplir este punto los inversores no trabajaran en su punto de máxima potencia en determinadas circunstancias, y deberán seguir una consigna de potencia fijada exteriormente por el PLC, sin sobrepasarla en ningún caso, incluso en incrementos repentinos de irradiación. Lógicamente para ello deberán salirse en algunos momentos del MPP si el aumento de radiación es muy brusco.

También deberán seguir, en la medida de la energía de continua disponible, la consigna exterior descendente. La energía adicional para mantener la rampa de bajada, y cuando no esté disponible potencia/energía de la planta, la energía faltante será aportada a la planta por equipos diésel adicionales.

7.1 Estudio de la Evolución de la potencia en una planta

Para la realización del sistema de control se han obtenido datos de una planta real ubicada en Puerto Rico que cuenta con la misma potencia nominal (20 MW) de esta forma se puede asimilar al comportamiento ante nubes u otros factores que tendrá la planta fotovoltaica al estudio. Las nubes serán el fenómeno que hará más extremas las variaciones de radiación y por tanto de potencia instantánea entregada.

Para la elaboración de este documento se han utilizado los datos de irradiancia y potencia de salida de la planta del día con mayores variaciones registrado durante el año 2013.

Gráfica de irradiancia:

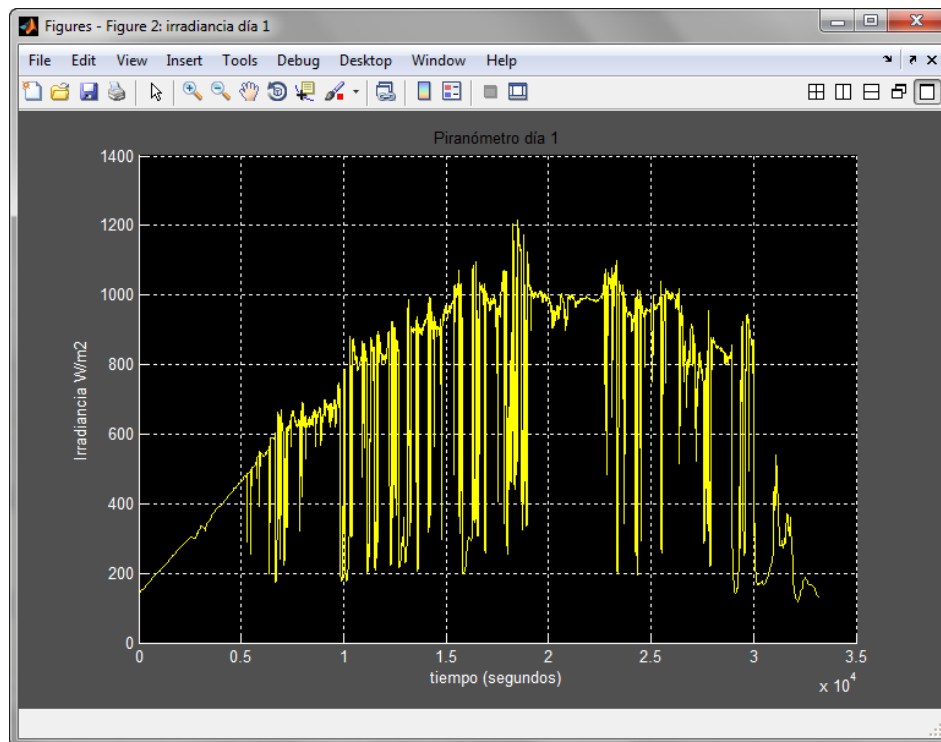


Imagen 24: Curva irradiancia piranómetro día 1

En la gráfica de irradiancia se puede apreciar las variaciones bruscas que se producen a lo largo del día y que en consecuencia hacen que se produzcan variaciones bruscas en la potencia de salida de la planta, tal y como se puede observar en la gráfica inferior:

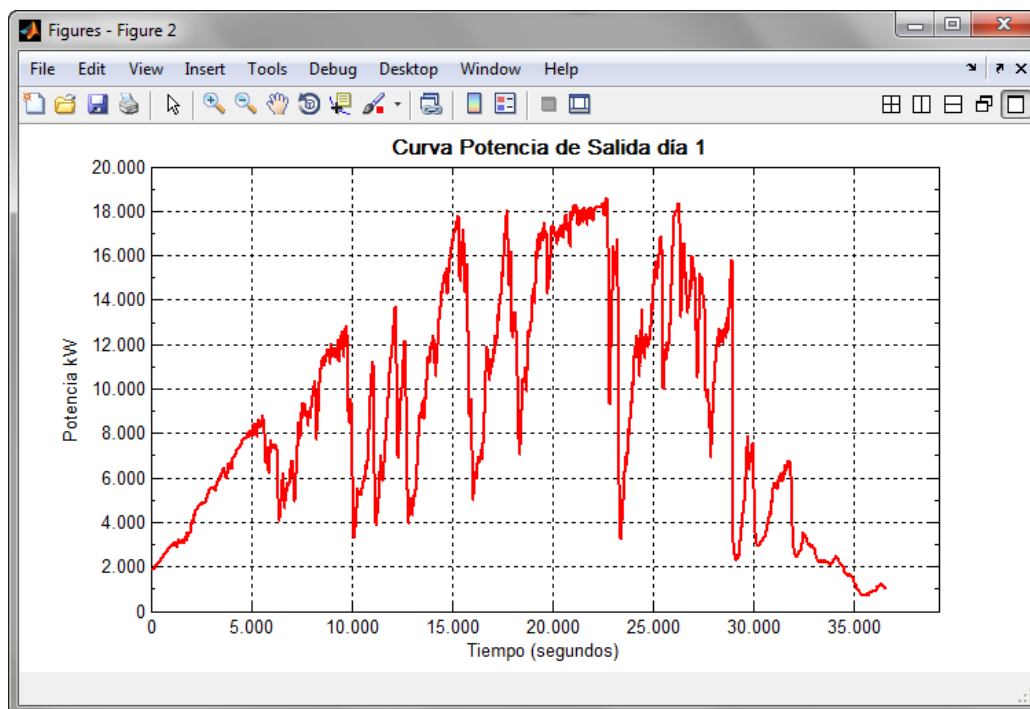


Imagen 25: Curva potencia de salida día 1

Sin aplicar ningún sistema para corregir las variaciones de potencia, los datos de este día representan un porcentaje de cumplimiento del 86.25 %, esto significa que un 13.75 % del día (1683 segundos de 12245 segundos que la planta está generando este día) la planta está incumpliendo alguna de las limitaciones superior o inferior (variaciones mayores de 66.6 kW en dos segundos + un 10% de tolerancia admitida, lo que establece el límite en variaciones de 73.3 kW en dos segundos) establecidas por la compañía eléctrica.

Si se observa el gráfico inferior, se puede ver como, en un tramo del día 1, las variaciones de potencia en dos segundos superan los umbrales superior e inferior permitidos de ± 73.3 kW.

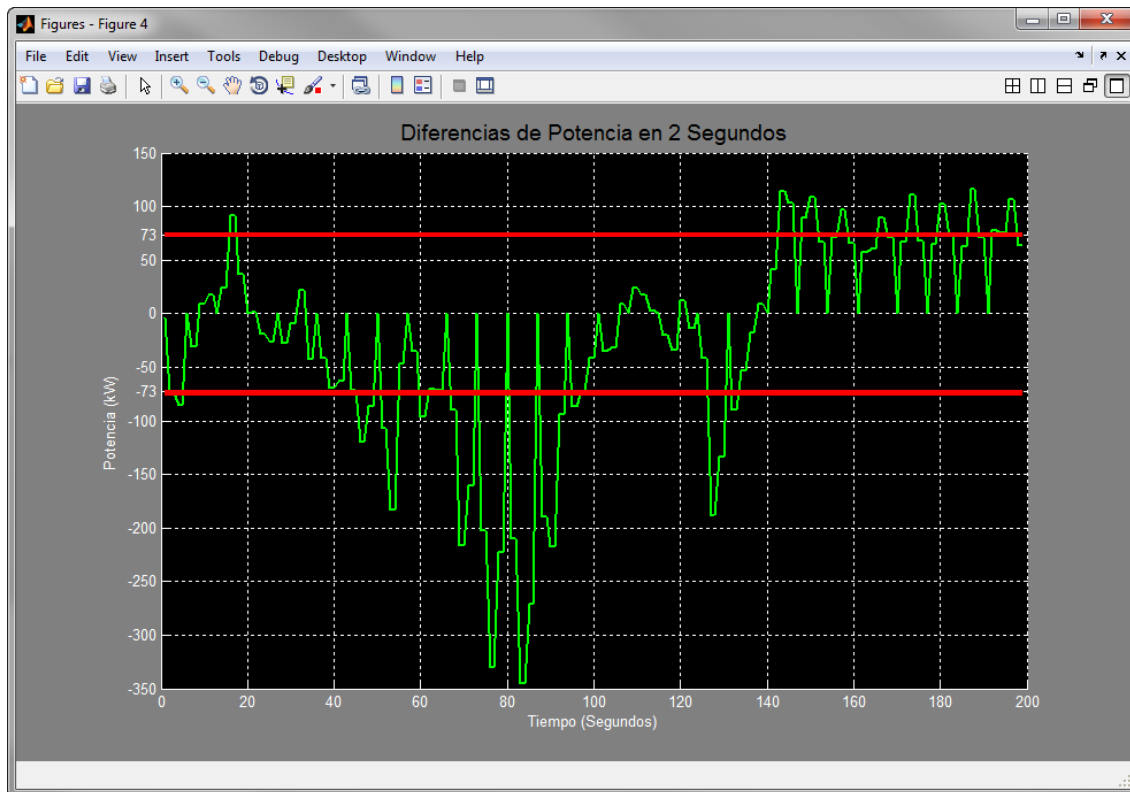


Imagen 26: Diferencias de potencia en dos segundos y límites permitidos.

Por lo tanto se hace necesaria la implantación de un sistema para poder alcanzar el mínimo exigido por la compañía de un 98.5 %.

8. Descripción del Algoritmo

8.1 Sistema de prevención para Arranque de motores diésel

Uno de los sistemas con los que cuenta la planta fotovoltaica, está compuesto por 3 grupos diésel, para aportar la energía necesaria en los momentos en los que la planta, por si sola, sea incapaz de generar energía fotovoltaica por la ausencia de recurso solar.

Los requisitos que impone PREPA (La compañía eléctrica del lugar), establecen que se deben compensar las variaciones de potencia mayores de 66.6 kW en dos segundos. Dado que las especificaciones de los motores impiden poder hacer frente a esta regulación es necesario implementar un modelo de funcionamiento para ellos.

Los grupos generadores diésel tienen el siguiente ciclo de operación a la hora de trabajar con ellos:

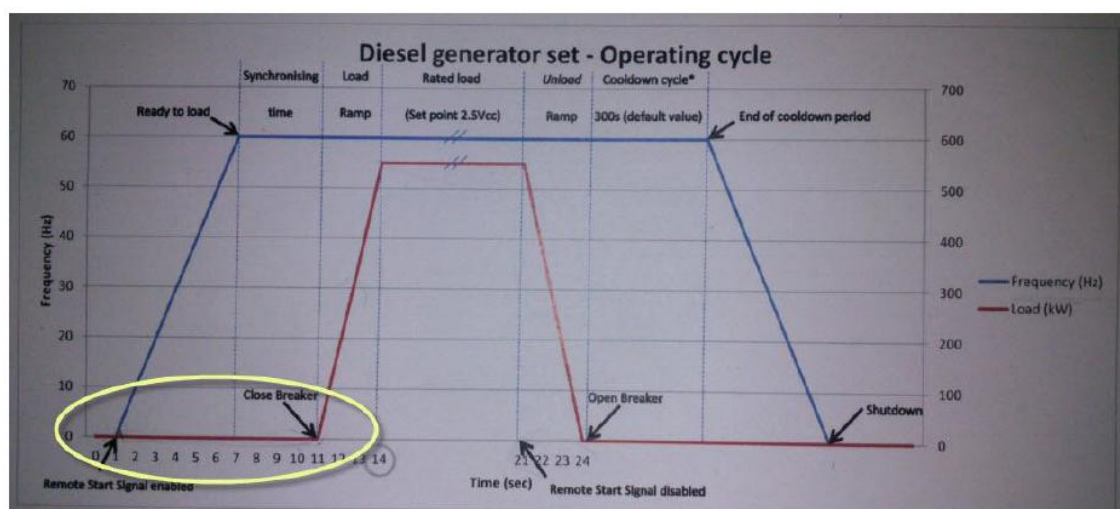


Imagen 27: Ciclo de trabajo de los generadores diésel.

Los motores necesitan una pre-orden de arranque, denominada en la imagen “Remote start signal enabled”. Esta orden se debe dar con al menos 14 segundos antes de que los motores puedan empezar a dar potencia, ya que durante este tiempo los grupos deberán alcanzar la frecuencia de la red y sincronizarse con esta.

Por otro lado, una vez que los motores están disponibles para generar, solo necesitan una consigna de potencia, pero cada vez que se establezca una consigna, se necesitaran 3 segundos para que los grupos la alcancen, ya sea mayor o menor que la consigna actual.

Estas dos restricciones son las que no permiten trabajar con las variaciones a 2 segundos, por lo que la opción por la que se ha optado es la de trabajar con los grupos diésel para compensar variaciones de potencia de 1 MW en 30 segundos, que es proporcional a las variaciones de potencia en 2 segundos de 66.6 kW.

La idea es que los motores puedan compensar las variaciones de potencia grandes y después el sistema de baterías realizará la regulación fina para compensar las variaciones de potencia en 2 segundos.

Como se puede apreciar en el gráfico inferior, cuando las variaciones de generación de energía fotovoltaica son bruscas debido a la falta de recurso solar, las caídas de potencia que sufre la instalación son notorias, por lo tanto es lógico trabajar con los grupos generadores diésel en otra escala, como es la de variaciones de 1 MW en 30 segundos. En el gráfico es un tramo del día 1, en el cual se aprecia una caída de potencia que alcanza variaciones de más de 2.5 MW en 30 segundos.

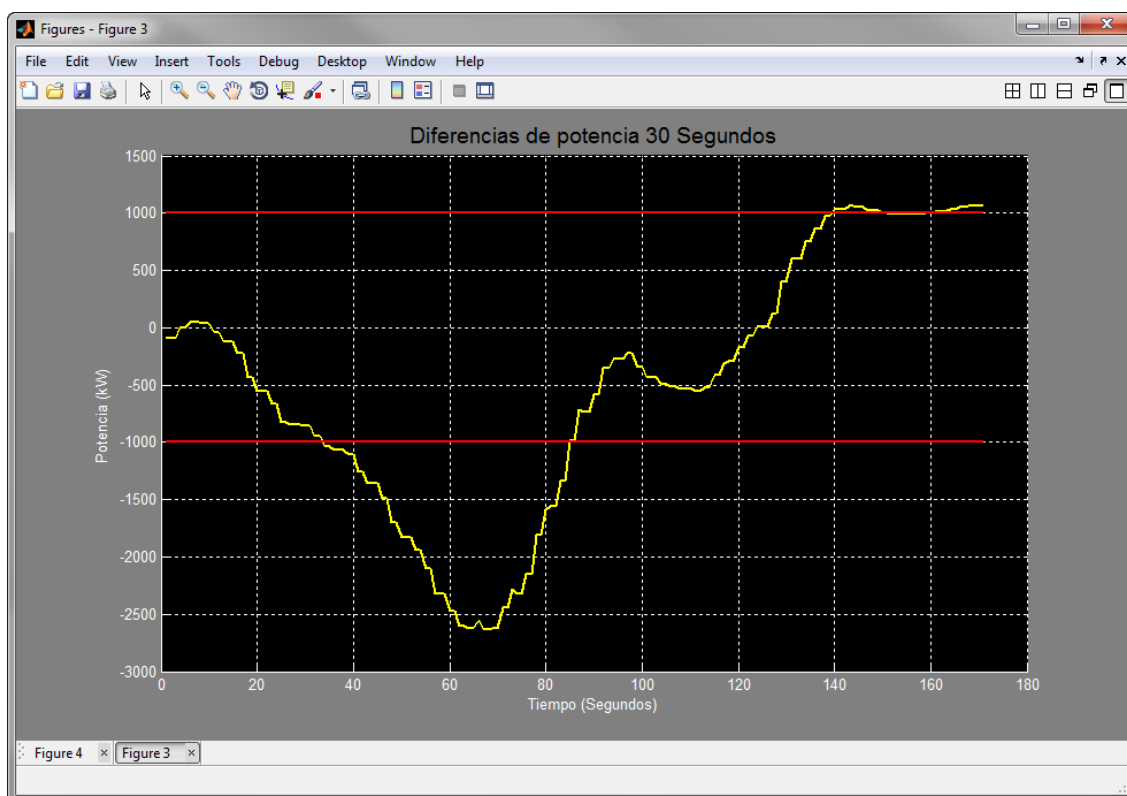


Imagen 28: Diferencias de potencia en 30 segundos y límites permitidos.

Los motores entonces deberán trabajar para compensar esa variación fuera de los límites indicados en color rojo.

Una vez definida la escala de trabajo de los motores, el sistema que se utilizará para dar la señal de "Remote start" a los grupos se ha calculado de la siguiente forma, a partir de los datos de potencia de la planta similar utilizada:

A	B	C	D	I	J	K
Fecha y Hora	POTENCIA	df 30 seg		Ramp of 2	Promedio 5 ultimos ramp of 2	PREVENCIÓN
250613 131317	17811	-630		158	64	0
250613 131318	17811	-630		158	86,8	0
250613 131319	18005	-362		194	113,8	0
250613 131320	18012	-355		201	142,2	0
250613 131321	17963	-302		-42	133,8	0
250613 131322	17963	-302		-49	92,4	0
250613 131323	17963	-302		0	60,8	0
250613 131324	17887	-269		-76	6,8	0
250613 131325	17887	-269		-76	-48,6	0
250613 131326	17821	-260		-66	-53,4	0
250613 131327	17821	-260		-66	-56,8	0
250613 131328	17749	-255		-72	-71,2	0
250613 131329	17749	-255		-72	-70,4	0
250613 131330	17749	-255		0	-55,2	0
250613 131331	17697	-130		-52	-52,4	0
250613 131332	17452	-375		-297	-98,6	1
250613 131333	17501	-205		-196	-123,4	1
250613 131334	17314	-392		-138	-136,6	1
250613 131335	17314	-273		-187	-174	1
250613 131336	17183	-404		-131	-189,8	1
250613 131337	17183	-356		-131	-156,6	1
250613 131338	17021	-518		-162	-149,8	1
250613 131339	17021	-518		-162	-154,6	1
250613 131340	16842	-708		-179	-153	1
250613 131341	16842	-708		-179	-162,6	1
250613 131342	17300	-294		-138	-164	1
250613 131343	17043	-551		201	-31,4	0
250613 131344	17043	-610		-257	-110,4	1
250613 131345	16853	-800		-190	-112,6	1
250613 131346	16853	-800		-190	-114,8	1
250613 131347	16637	-1174		-216	-130,4	1
250613 131348	16637	-1174		-216	-213,8	1
250613 131349	16464	-1541		-173	-197	1
250613 131350	16464	-1543		-173	-193,6	1
250613 131351	16292	-1671		-172	-190	1
250613 131352	16292	-1671		-172	-181,2	1
250613 131353	16292	-1671		-185	-175	1
250613 131354	16056	-1831		-236	-187,6	1
250613 131355	16056	-1831		-236	-200,2	1
250613 131356	15901	-1920		-155	-196,8	1
250613 131357	15901	-1920		-155	-193,4	1
250613 131358	15696	-2053		-205	-197,4	1
250613 131359	15696	-2053		-205	-191,2	1
250613 131400	15696	-2053		-206	-185,2	1
250613 131401	15395	-2302		-301	-214,4	1

Imagen 29: Análisis de los datos en Excel para establecer el instante adecuado del Remote start.

Partiendo de los datos de potencia de la planta sobre la cual se basa este análisis, se puede observar como en un tramo del día, de unos pocos segundos, aparecen variaciones de potencia que en 30 segundos se sitúan en valores por debajo del límite de 1MW (columna C).

Es necesario que los motores estén arrancados con al menos 14 segundos de antelación, por lo que para poder predecir con tiempo suficiente esta caída se ha recurrido al análisis de una gran cantidad de datos y se ha decidido basarse en la utilización de dos parámetros que son:

- La diferencia de potencia actual menos su valor dos segundos antes.
- El promedio de los últimos 5 valores del parámetro anterior.

Con estos dos parámetros, se realiza un análisis de la rampa que adopta en todo momento la curva de la potencia de la planta. Se compara el valor de la rampa absoluta, con el valor relativo, de forma que en el momento que el valor de la diferencia de potencia en 2 segundos tiene una variación negativa mayor de -120 kW y el promedio que sigue este parámetro en los últimos 5 segundos es menor o igual a -80 kW, se puede estimar que, en el plazo de 14 segundos posteriores, se puede producir una variación de potencia fuera de los márgenes permitidos, según la tendencia de la curva de potencia en ese instante.

Llevando este cálculo sobre los datos de potencia de los distintos días de los que se han proporcionado, se han detectado con tiempo suficiente todas las variaciones bruscas de potencia que requieren el uso de sistemas generadores diésel.

Por lo tanto la prevención, es decir, el algoritmo que da la orden de “Remote Start” a los grupos diésel, queda definida de la siguiente forma:

`Si diferencia 2 segundos < -120 kW y promedio 5 últimos < -80 kW entonces Remote Start ON`

Su programación está definida dentro del Anexo 1, en el apartado “Sistema de Prevención”.

8.2 Sistema de Deslastre de Nuberu

El sistema Nuberu es una herramienta cuyo funcionamiento se basa en el análisis de las imágenes tomadas por las cámaras de cielo, para poder predecir el movimiento de las nubes y realizar una estimación de los valores futuros de irradiancia sobre la planta.

Dado que Nuberu puede predecir las variaciones de potencia que se van a producir con una antelación de hasta 180 segundos, esta herramienta es útil para poder efectuar un deslastre de potencia en los instantes anteriores a que se produzca un suceso de ramp down, es decir, una variación de potencia negativa fuera de los límites permitidos.

Con deslastrear, se refiere a limitar la potencia producida por la planta, de forma que cuando suceda la carencia de recurso solar, la variación de potencia en dicho instante, sea menos brusca.

El deslastre actuará de la siguiente forma:

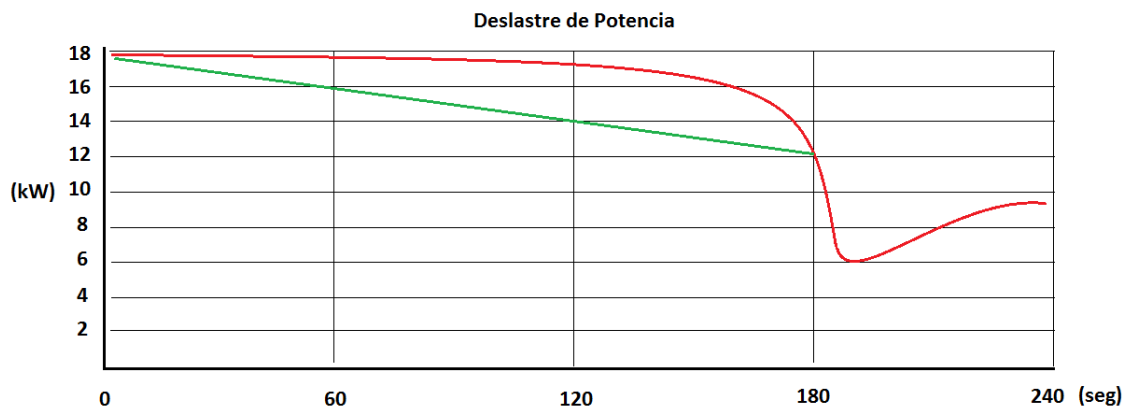


Imagen 30 : Gráfica deslastre de potencia

Como se aprecia en la gráfica, alrededor del instante 180 se iba a producir un suceso de ramp down en el cual la variación de potencia sería de aproximadamente 10 MW en menos de 30 segundos (curva Roja). Al ser detectada esta variación por el sistema Nuberu con hasta 180 segundos de antelación podemos limitar la producción de la planta de forma que serán deslastrados 2MW cada minuto, ya que es la máxima “velocidad” de deslastre que se puede permitir, ya que las condiciones establecidas por la compañía eléctrica indican que no se pueden establecer variaciones mayores de 66.6 kW en 2 segundos, es decir, en 1 minutos no se pueden tener rampas con una pendiente mayor a 2 MW.

En la curva Verde de la gráfica se puede ver como se efectúa el deslastre de potencia, deslastrando en total 6 MW en 3 minutos, obteniendo después un episodio de ramp down alrededor del instante 180 de 6 MW.

El deslastre muestra su utilidad en grandes variaciones de potencia como la que se muestra en la imagen, ya que sin el deslastre la variación sería de 10 MW y no se podría compensar con los sistemas de motores + baterías ya que solo podemos dar hasta 6 MW. Gracias al deslastre efectuado el episodio de Ramp down se puede compensar con los sistemas que se disponen.

Como el programa de control trabaja cada segundo, el máximo deslastre que se puede aplicar en cada instante es de 33 kW.

Por lo tanto el Algoritmo de control que activará la consigna de deslastre, se define de la siguiente forma:

Nuberu 3 minutos

Si el sistema Nuberu detecta que en 180 segundos se va a producir una variación de potencia mayor de 1 MW en 30 segundos, se activará la señal de deslastre de 3 minutos.

Nuberu 2 minutos

Si el sistema Nuberu detecta que en 120 segundos se va a producir una variación de potencia mayor de 1 MW en 30 segundos, se activará la señal de deslastre de 2 minutos.

Nuberu 1 minuto

Si el sistema Nuberu detecta que en 60 segundos se va a producir una variación de potencia mayor de 1 MW en 30 segundos, se activará la señal de deslastre de 1 minuto.

Deslastrado de potencia

En cada instante actual se chequearán las señales de deslastre, en el momento que se active cualquiera de las tres señales, se realizará un deslastre de valor 33 kW.

Su programación está definida dentro del Anexo 1, en el apartado “Programa principal”.

8.3 Sistema de Baterías

Otra de las herramientas para el cumplimiento de los MTRs impuestos por la compañía eléctrica, es el sistema de almacenamiento de energía, formado por un conjunto de baterías de Titanato de Litio.

Las baterías realizarán el ajuste de potencia fino, es decir, serán las encargadas de trabajar con las diferencias de potencia en 2 segundos y realizar el aporte de potencia necesario cuando dicha diferencia sea mayor de 66,6 kW.

Dado que según las especificaciones técnicas las baterías pueden entregar 2028 kW durante 10 minutos, se ha establecido que las baterías realicen el aporte de energía en un rango comprendido entre 66 kW y 2 MW.

Dado que de las baterías no se dispone de gran información por parte del fabricante, se ha realizado un estudio de la capacidad de las baterías y se ha realizado un balance de energía para comprobar la respuesta del sistema de almacenamiento en el día más desfavorable del que se disponía de datos. Se comprobó que las baterías puedan soportar la regulación sin descargarse completamente.

Los resultados de este análisis se pueden observar en el Anexo 2 “Balance de Energía sistema de baterías – Peor Escenario”.

El algoritmo para el funcionamiento de las baterías se define de la siguiente forma:

SI $(\text{Potencia actual} - \text{Potencia 2 seg antes}) < -66,6 \text{ kW}$

$\text{Aporte de las baterías} = 2 \text{ MW} - (\text{Potencia actual} - \text{Potencia 2 seg antes})$

Con un aporte máximo de 2 MW.

Si la variación de potencia es superior a 2MW, el aporte del sistema de baterías solo aportara 2MW.

Su programación está definida dentro del Anexo 1, en el apartado “sistema de almacenamiento - Baterías”.

8.4 Sistema de Generadores diésel

Los sistemas diésel de generación realizarán el mayor aporte de potencia durante los sucesos de Ramp down más acentuados.

Para que esta herramienta funcione, debe funcionar correctamente el sistema de prevención, que es el encargado de dar la orden de arranque a cada uno de los motores diésel.

Cada uno de los motores puede entregar 1350 kW (un total de 4050 kW entre los tres.)

Los motores diésel van a trabajar cuando las variaciones de potencia en 30 segundos sean mayores a unos umbrales que se explican a continuación.

Motor 1:

Dado que el sistema de baterías puede realizar un aporte de potencia desde 66 kW hasta 2000kW, el motor 1 trabajará para compensar las variaciones superiores a 3000 kW(2 MW de aporte de las baterías más 1 MW que es la máxima variación que nos permite la compañía eléctrica) y hasta 4350 kW.

Motor 2:

Realizará el aporte desde 4350 kW hasta 5700 kW.

Motor 3:

Realizará el aporte desde 5700 kW hasta 7050 kW.

El algoritmo que define el funcionamiento de los motores queda definido por:

SI Los motores están arrancados ("Remote Start"), sincronizados con la Red y preparados para dar carga

Aportes:

SI $-4350 \text{ kW} < (\text{potencia actual} - \text{potencia 30 segundos antes}) > -3000 \text{ kW}$

Motor 1: 3000 - (potencia actual - potencia 30 segundos antes).

SI $-5700 \text{ kW} < (\text{potencia actual} - \text{potencia 30 segundos antes}) > -4350 \text{ kW}$

Motor 2: 4350 - (potencia actual - potencia 30 segundos antes).

SI $-7050 \text{ kW} < (\text{potencia actual} - \text{potencia 30 segundos antes}) > -5700 \text{ kW}$

Motor 3: 5700 - (potencia actual - potencia 30 segundos antes).

Su programación está definida dentro del Anexo 1, en el apartado “Grupos generadores diésel”.

9. Simulación

La implementación en Matlab modela el comportamiento previsto por la planta en base a los datos de entrada. Al tratarse de una simulación existen algunos aspectos que deben tenerse en cuenta a la hora de interpretar los resultados.

9.1 Hipótesis de partida

Las principales hipótesis de partida son:

- El tiempo de respuesta de los inversores y de las baterías es $\ll 1$ s (tiempo de simulación).

9.2 Datos de entrada

Los datos de entrada para la simulación, son los datos de potencia por segundo de varios días, obtenidos de la planta Ilumina, ubicada en Puerto Rico, y cuya potencia Nominal es idéntica a la planta a simular (20 MW).

9.3 Limitaciones de la simulación

Existen algunos aspectos que deben tenerse en cuenta a la hora de interpretar los resultados que se obtienen:

- Rango de datos de entrada limitados.

Sólo se ha podido chequear el modelo con datos procedentes de 5 días, lo que puede ser insuficiente para garantizar el buen funcionamiento en todos los casos posibles.

Existen numerosos parámetros de ajuste que deberán revisarse con una base de datos más amplia o ya en producción. En los días revisados, el ajuste parece adecuado, pero podría no serlo de manera global.

Por otra parte, habrá que revisar cuando la planta esté en producción qué pasa con el desfase que existiría entre las mediciones que efectúe Prepa y la actuación del autómatas.

- Modelo de implementación de las baterías simple.

Los datos proporcionados por el fabricante no permiten establecer un modelo real y preciso de las baterías.

Se han realizado análisis estimando el funcionamiento del sistema de baterías en base a sus especificaciones técnicas.

- Nuberu perfecto.

Al no existir datos de Nuberu, se ha considerado un comportamiento inicial perfecto, derivándose los datos a partir de la Irradiancia. Así, Nuberu a 3, 2 y 1 minutos es igual a la potencia adelantada 3,2 y 1 minutos respectivamente.

Está por revisar el comportamiento real del modelo con datos reales de Nuberu.

9.4 Código del Programa de simulación

Ver Anexo 1 “Código Matlab de la simulación”.

10. Resultados finales

Para mostrar los resultados, se aplica el algoritmo sobre el peor escenario posible, que es el correspondiente con el día 25 de julio de 2013. En este día se han registrado las mayores variaciones de irradiancia sobre la planta y como consecuencia, las correspondientes variaciones de potencia activa.

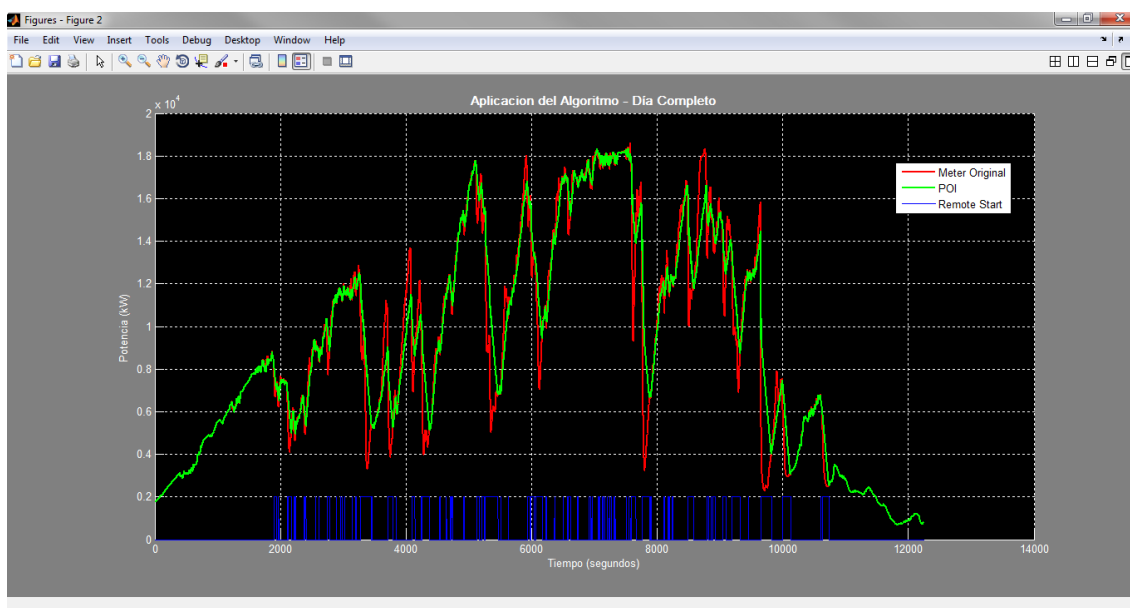
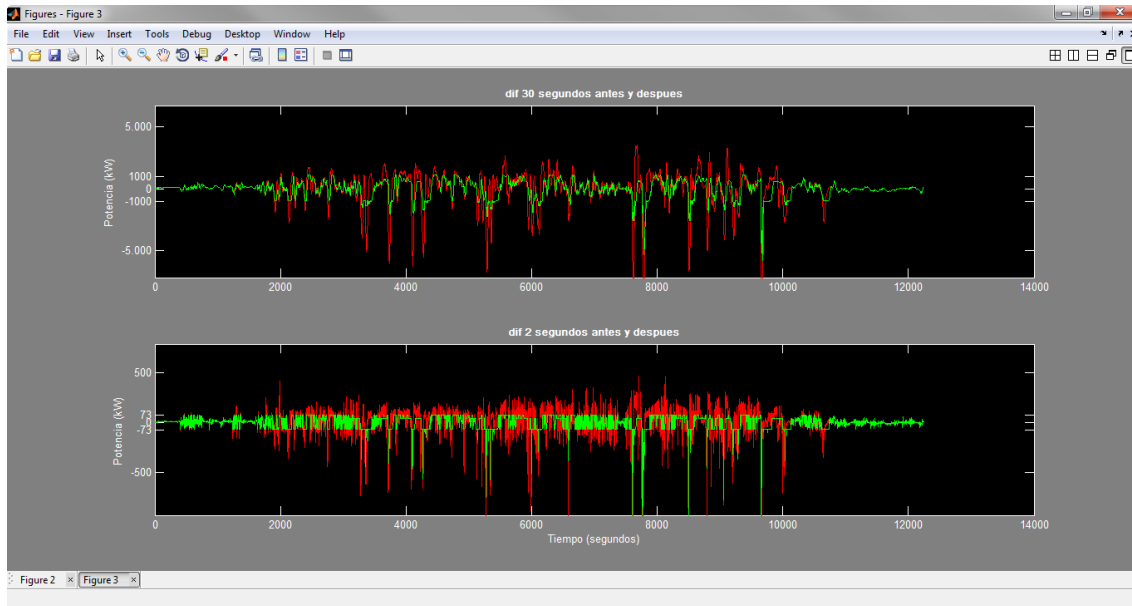


Imagen 31: Aplicación del algoritmo de control sobre los datos de potencia del día 25.

En la gráfica se puede observar, en color rojo, como sería la curva de potencia activa de salida, y en verde la resultante después de aplicar el algoritmo.

En color azul se muestra la detección de los sucesos de ramp off, que serían los instantes en los que se enviaría la señal de “Remote Start” a los motores diésel.



Gráfica 32: Diferencias de potencia en 30 segundos (superior), y en 2 segundos (inferior).

Tras la aplicación de dicho algoritmo, se puede observar en la gráfica de las diferencias de potencia de 2 segundos, como se ha realizado la regulación de las variaciones de potencia correctamente, disminuyendo lo máximo posible el tiempo que se está fuera de los límites de 73,3 kW establecidos por PREPA.

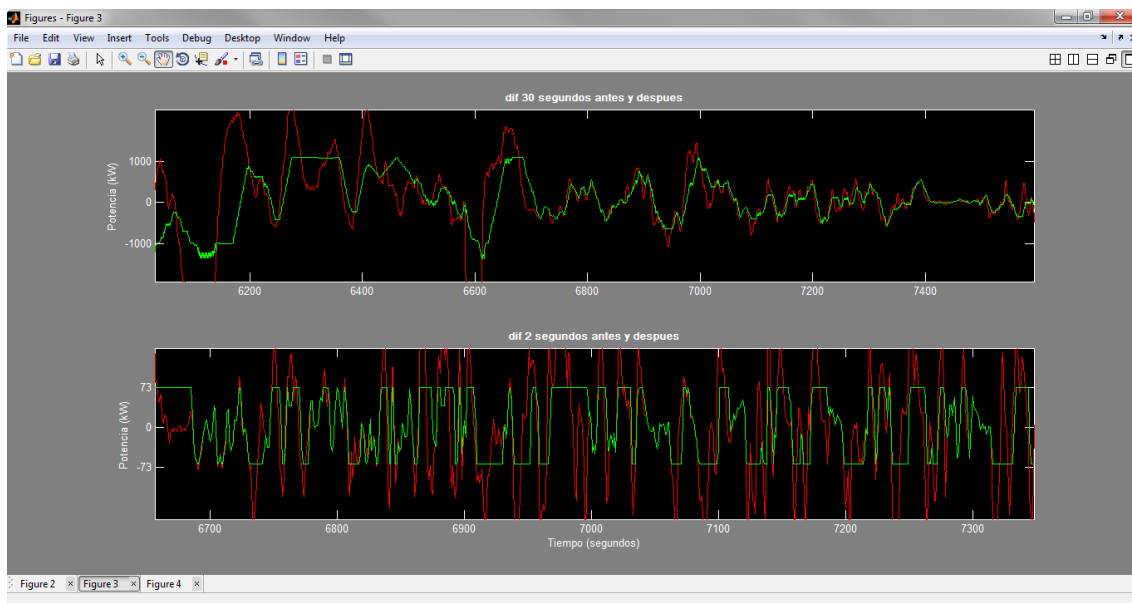


Imagen 33: Tramo de las diferencias de potencia aumentadas para una mejor visualización.

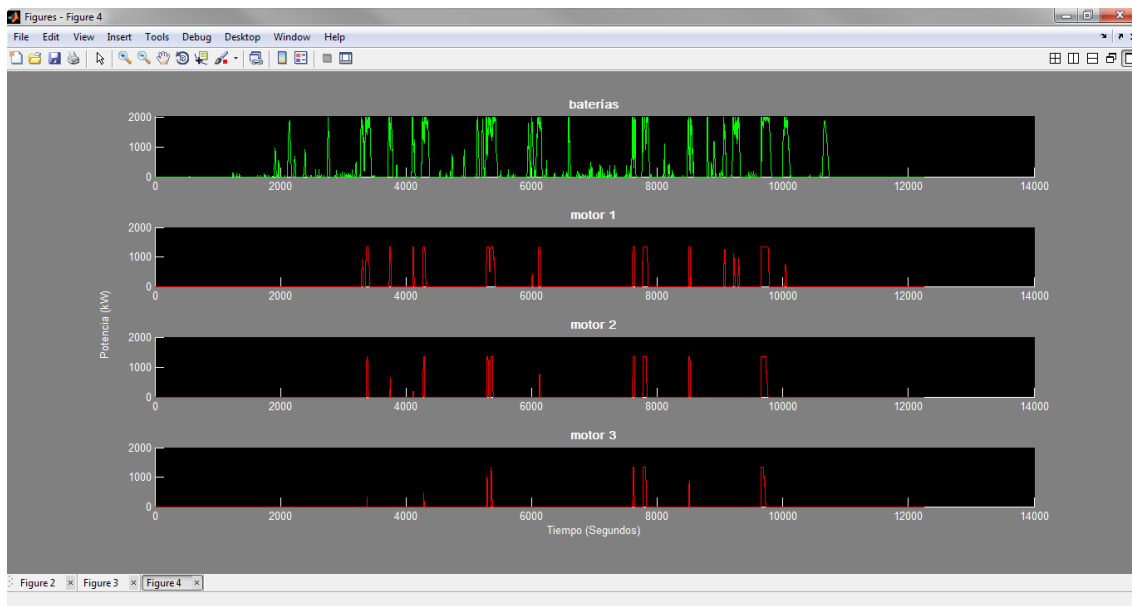


Imagen 34: Aportes de potencia realizados por los distintos sistemas diésel y baterías.

Finalmente en las gráficas superiores se pueden observar los distintos aportes que han realizado los sistemas de baterías, así como cada uno de los motores diésel generadores.

Para una mejor visualización de los resultados, se ha procedido a aplicar el algoritmo a diversos tramos del día, con una duración de cada uno de 500 segundos.

Tramos de los primeros momentos del día, en los cuales, las fluctuaciones de potencia no son nada acentuadas y no es necesaria la utilización de todos los sistemas disponibles, a excepción del sistema de baterías, que realiza la aportación de potencia para la regulación fina en dos segundos.

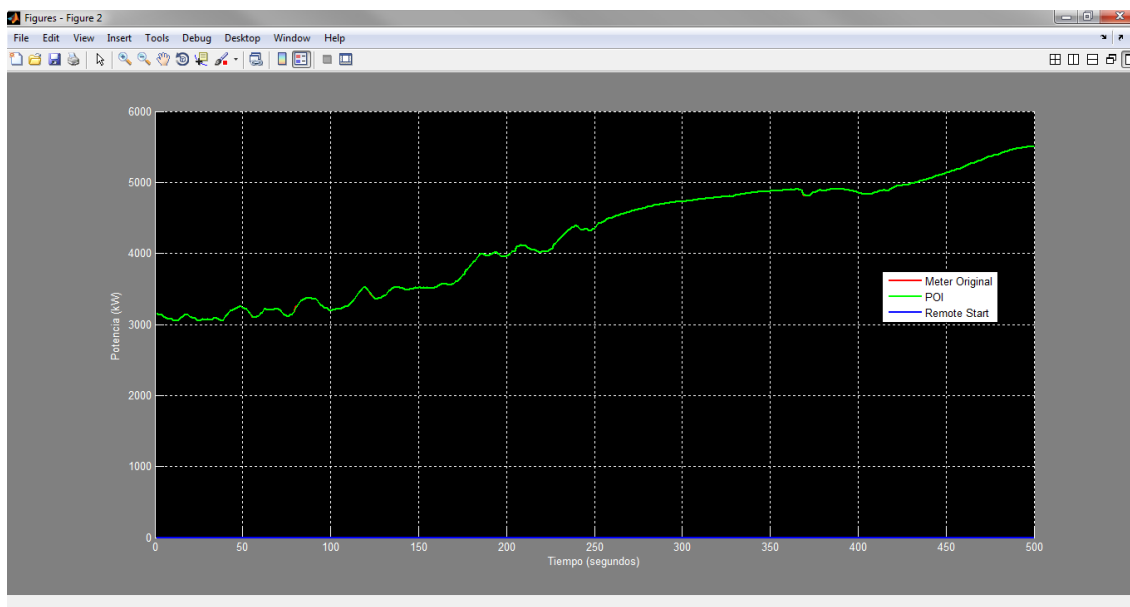


Imagen 35: Potencia de salida de la planta.

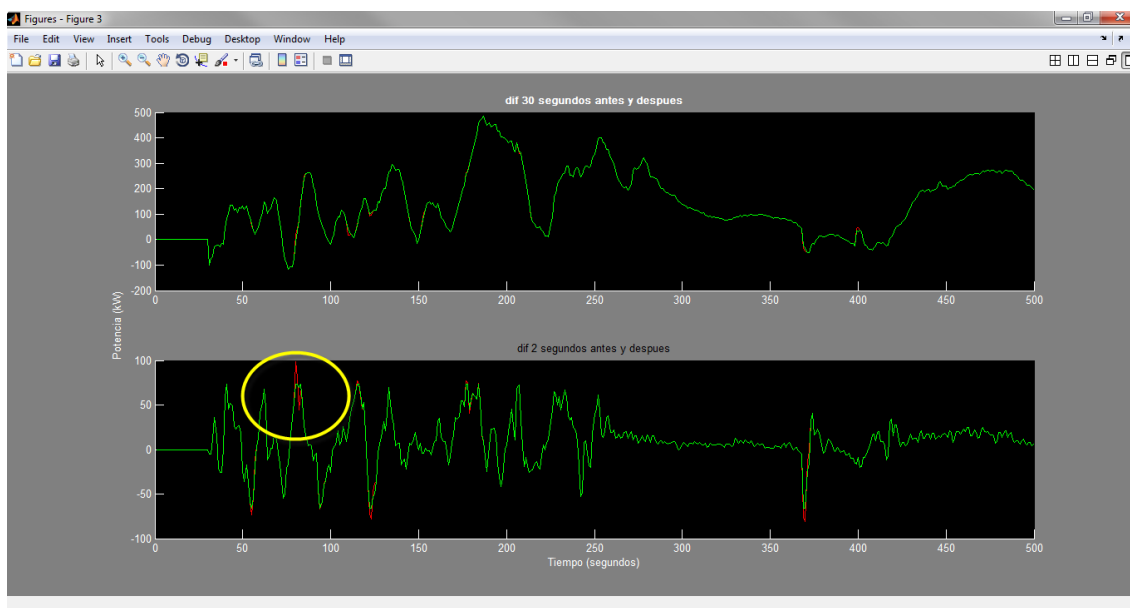


Imagen 36: Diferencias de potencia en 30 segundos y en 2 segundos.

En la gráfica superior de las diferencias de potencia a 2 segundos, se puede ver como las baterías solo han tenido que ser utilizadas en muy pocos instantes y con una pequeña aportación de potencia. Señalado en amarillo se muestra una de las limitaciones de Ramp On que ha sido corregido por el sistema.

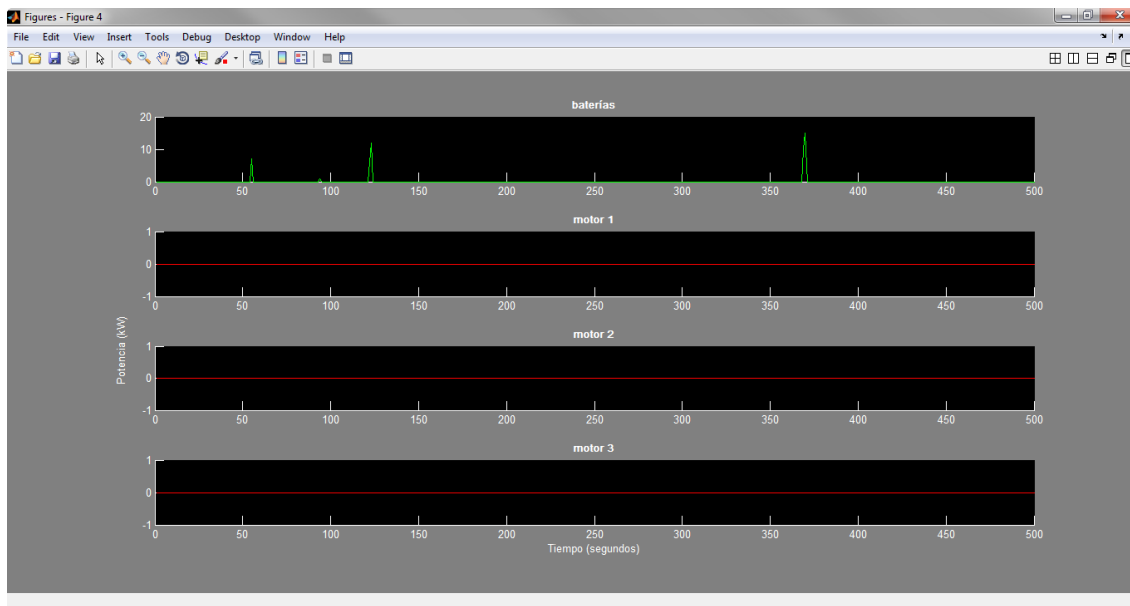


Imagen 37: Aportaciones realizadas por el sistema de baterías. Los motores no han tenido que arrancar.

En el siguiente tramo del día analizado y que se muestra a continuación, se pueden observar tres sucesos de ramp off indicados en amarillo, y otros tres sucesos de ramp on.

Estos sucesos han sido corregidos por el sistema de baterías realizando el aporte necesario para que la rampa de bajada no se saliese de los límites de 73,3 kW en 2 segundos.

También, la parte del algoritmo encargada de la limitación de rampa de subida, ha limitado correctamente la producción de la planta.

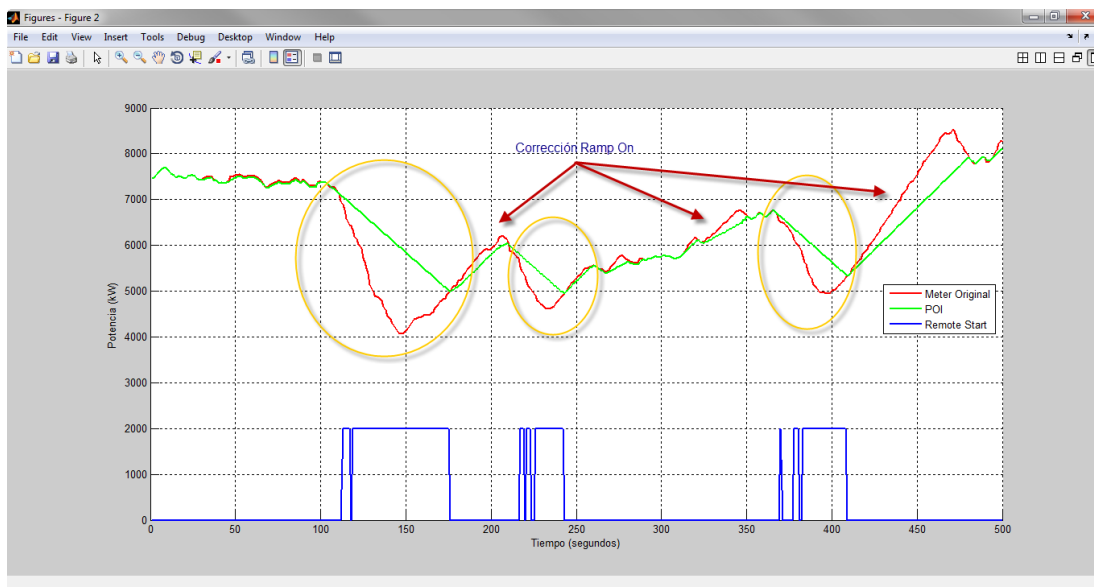


Imagen 38: Potencia de salida de la planta con sucesos de ramp on y ramp off corregidos.

Se puede apreciar en color azul como el sistema de prevención a detectado los tres sucesos de ramp off correctamente.

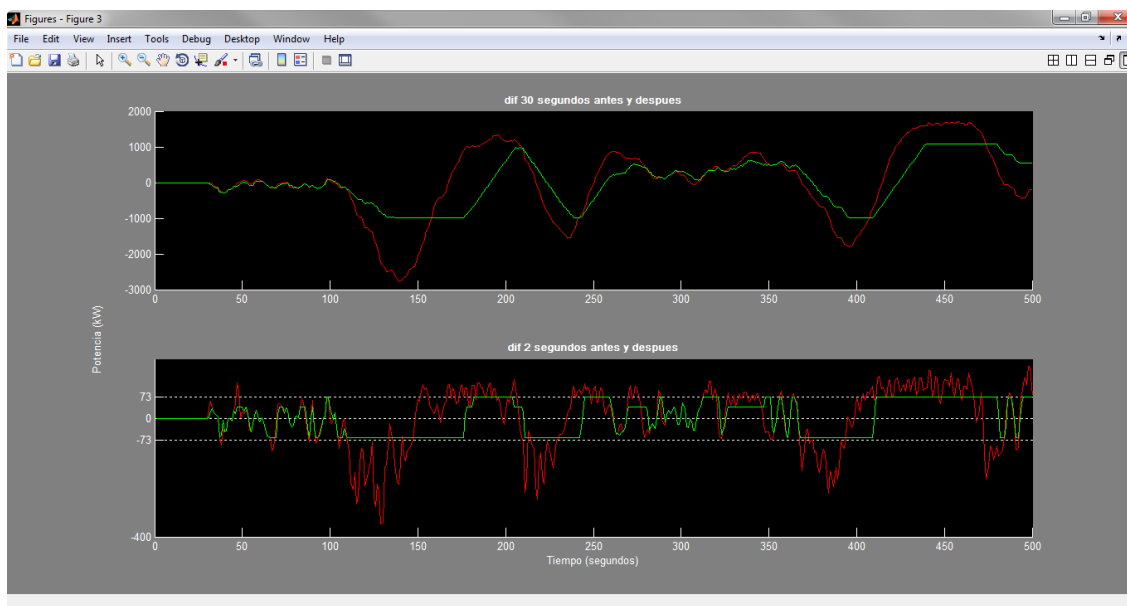


Imagen 39: Diferencias de potencia de 30 segundos y 2 segundos y su corrección.

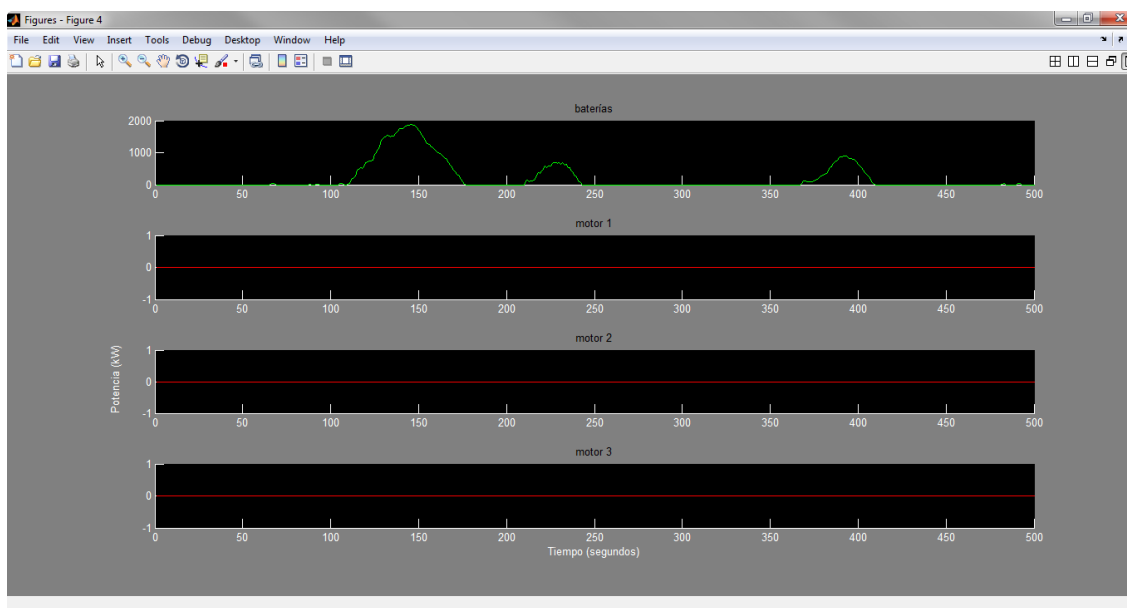


Imagen 40: Aporte realizado por el sistema de baterías.

Deslastres:

Para poder apreciar el funcionamiento del sistema Nuberu, se muestra a continuación un tramo del día 25, primero aplicando el algoritmo completo, y a continuación desactivando el sistema Nuberu.

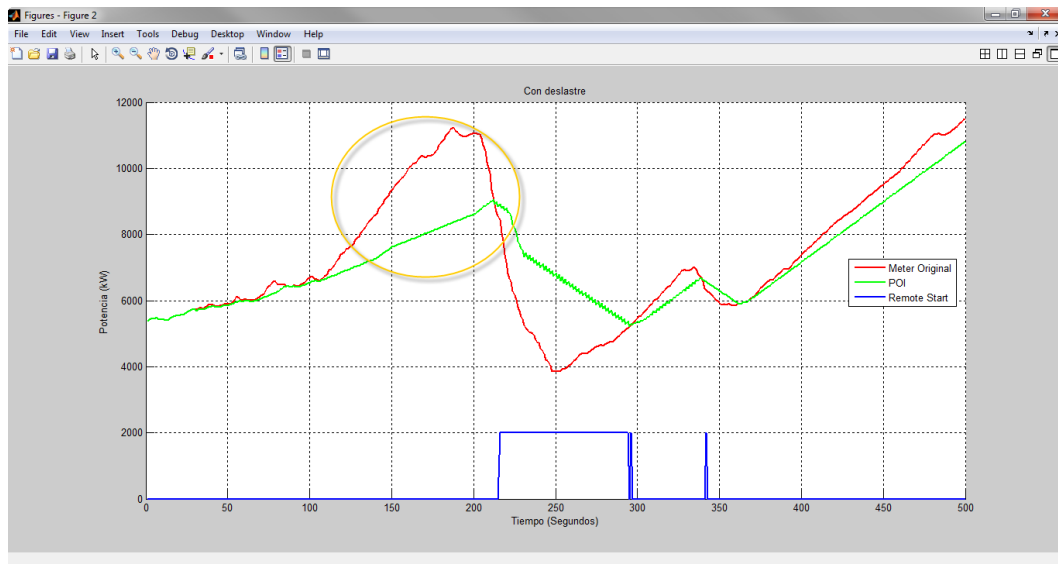


Imagen 41: Potencia de salida de la planta tras aplicar el algoritmo completo (con Nuberu activado).

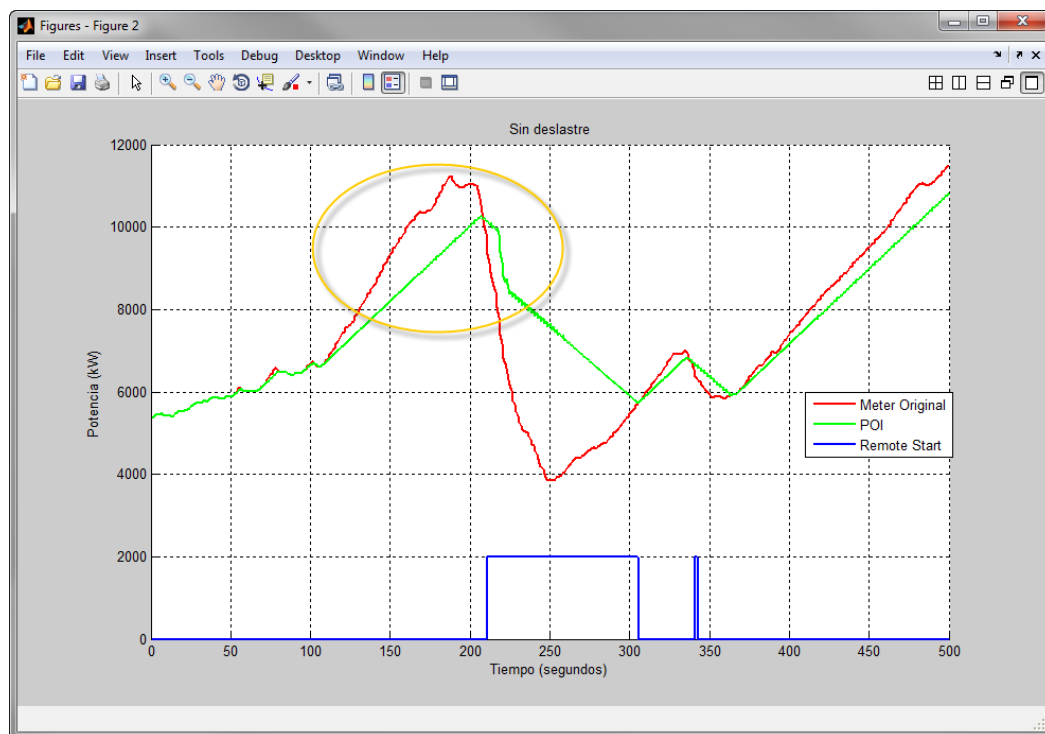
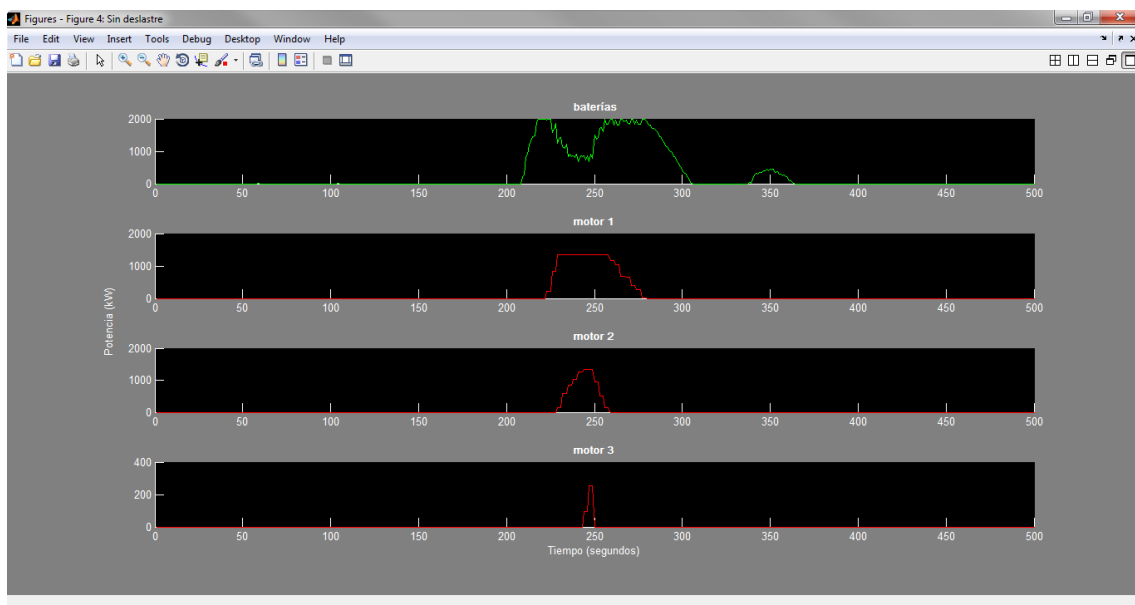
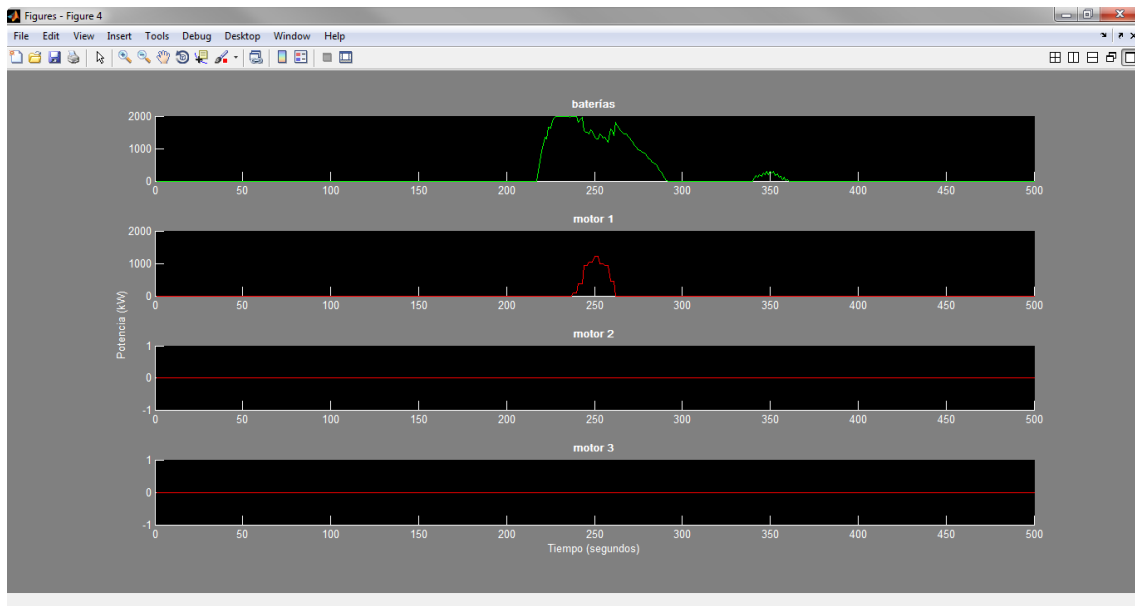


Imagen 42: Potencia de salida de la planta tras aplicar el algoritmo con Nuberu desactivado.

Como se puede apreciar en las dos gráficas anteriores, indicado en amarillo, el sistema Nuberu detectaría la caída y se anticiparía limitando la producción de la planta, para que el suceso de ramp off sea menor y se pueda corregir utilizando los menores recursos posibles de la instalación.

Con un funcionamiento adecuado del sistema Nuberu, se pueden ahorrar numerosos arranques de motores diésel a lo largo del día, lo que significaría un ahorro considerable en el gasto de combustible para la generación de energía adicional.



Imágenes 43 y 44: Superior: Aportes realizados por los sistemas, utilizando el sistema Nuberu; Inferior: Aportes realizados por los sistemas sin utilizar el sistema Nuberu.

Como se observa en las gráficas superiores, el sistema Nuberu y su correspondiente deslastre de potencia, ha impedido el arranque de los motores 2 y 3 para compensar los sucesos de ramp off. Gracias al deslastre aplicado, se ha podido compensar la variación de potencia con uno solo de los motores diésel.

El siguiente tramo muestra dos caídas bruscas de potencia y como el sistema ha podido corregirlas casi completamente, exceptuando algunos instantes que se mostrarán a continuación.

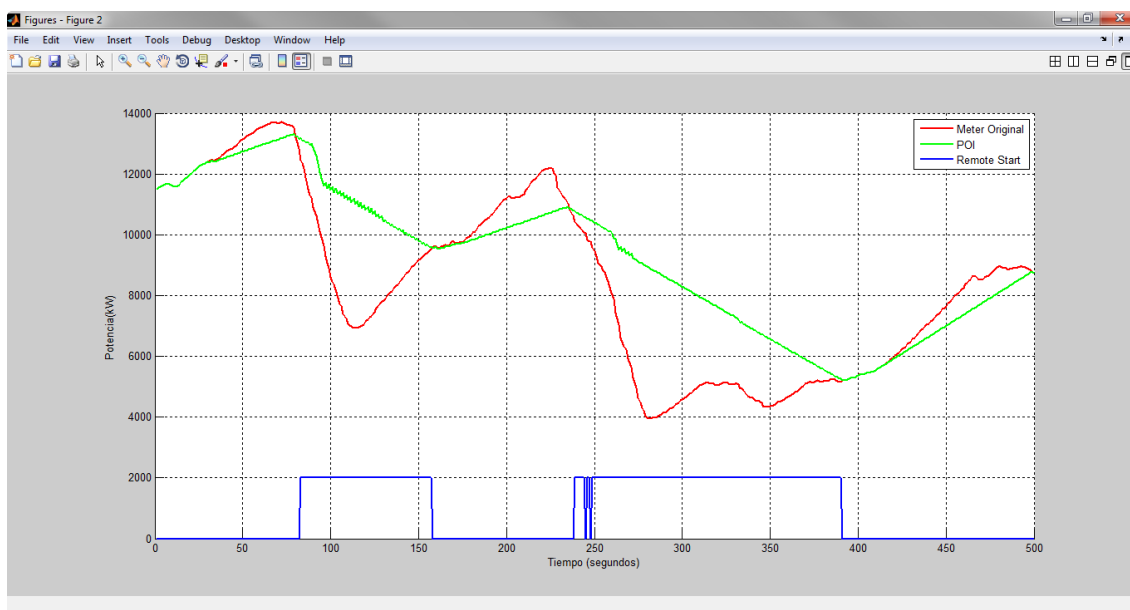


Imagen 45: Potencia de salida de la planta y su corrección.

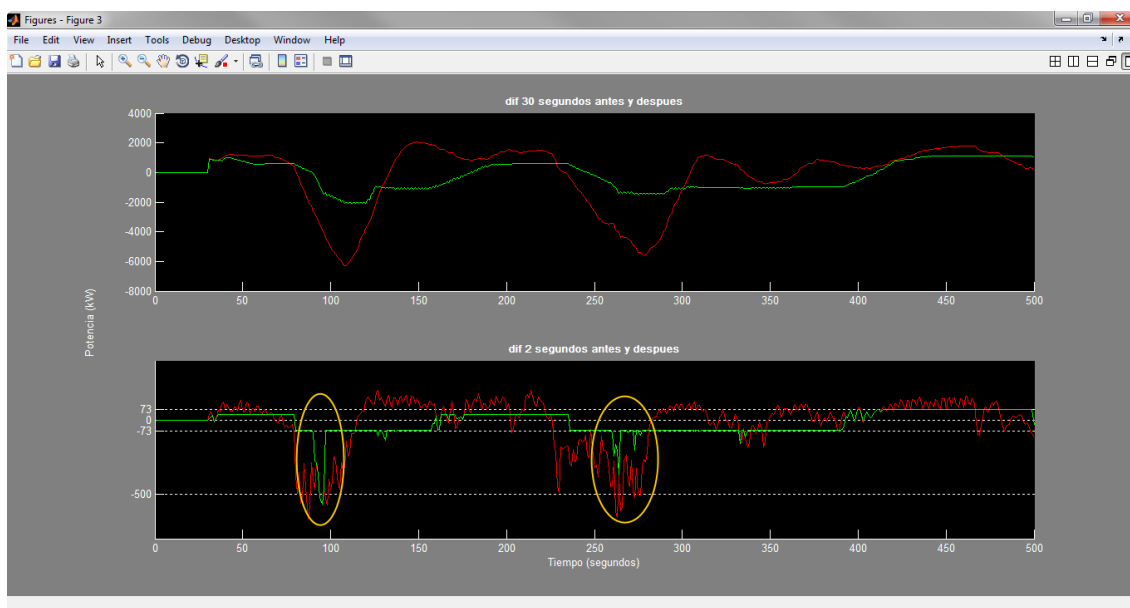


Imagen 46: Diferencias de potencia a 30 segundos y 2 segundos.

En la gráfica inferior, rodeados en amarillo, se puede apreciar instantes en los que el sistema, después de aplicar todas las herramientas disponibles, se salen de los límites permitidos.

Estos instantes se producen cuando uno o varios de los motores están entregando su máxima potencia para compensar las variaciones en 30 segundos y las baterías llegan a su límite superior de aportación de energía y no son capaces a realizar la regulación a 2 segundos correctamente. Estos instantes se corrigen cuando entran los otros motores a funcionar.

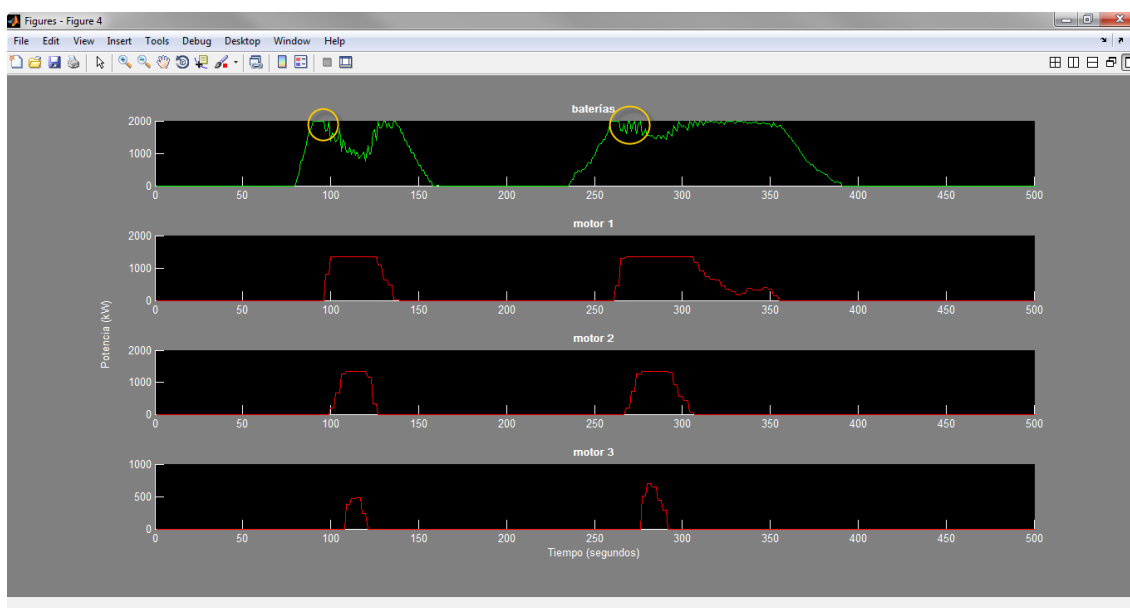


Imagen 47: Aportes de las baterías en los instantes que no pueden hacer frente a la regulación fina en dos segundos.

Finalmente, se muestran los resultados de la mayor variación de potencia registrada sobre la planta. Se trata de un suceso de ramp off que cae desde 17 MW hasta por debajo de los 4 MW, es decir, aproximadamente 14 MW.

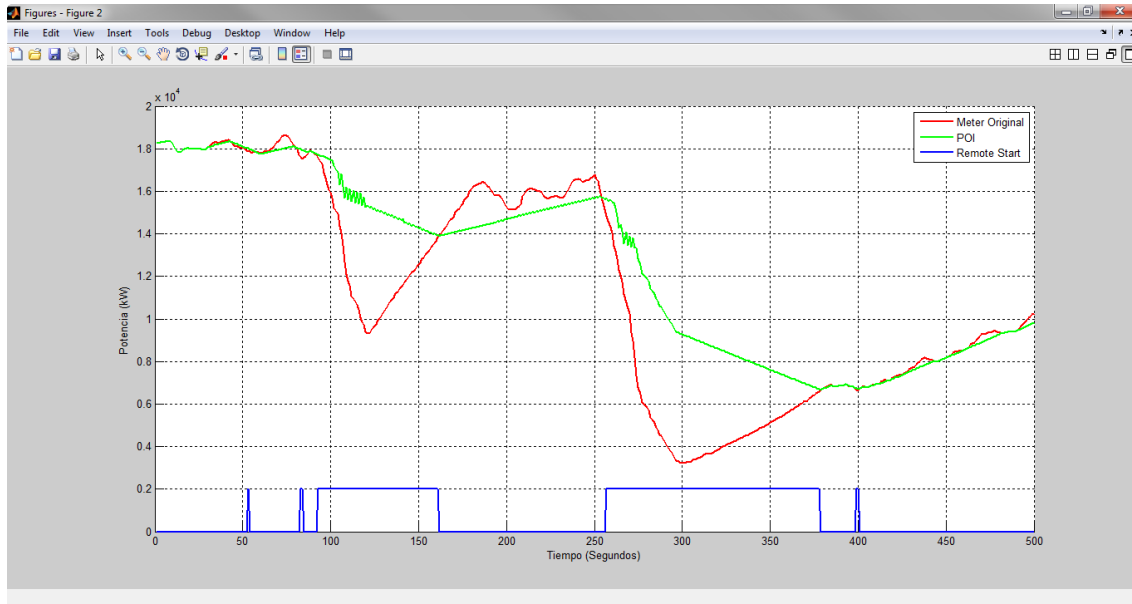


Imagen 48: Curva de salida de la planta después de la aplicación del algoritmo ante la mayor caída de potencia registrada en Puerto Rico.

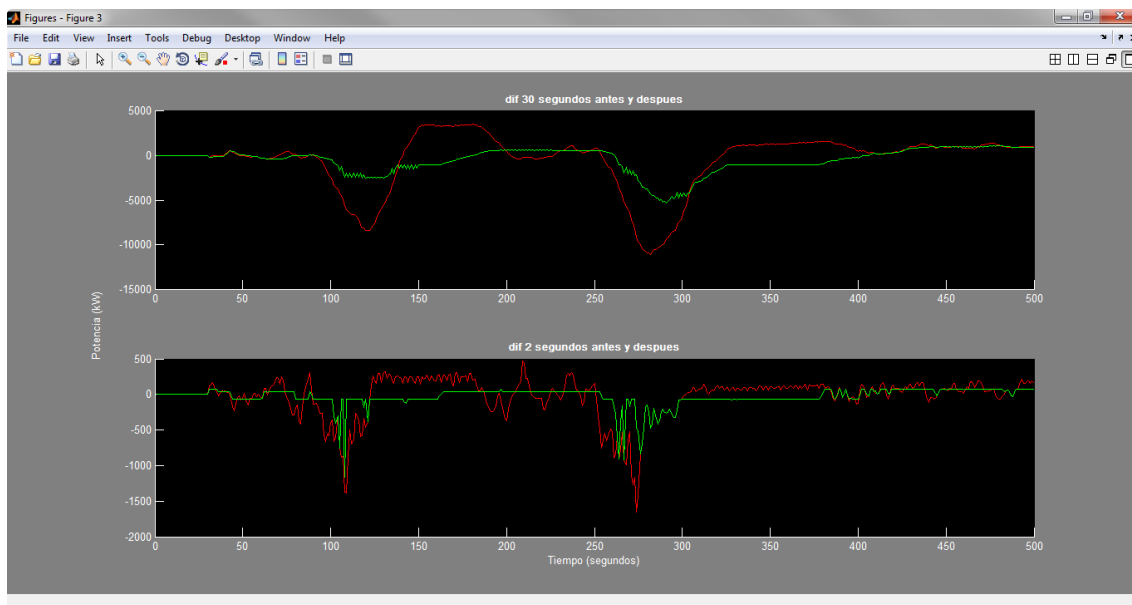


Imagen 49: Diferencias de potencia en 30 segundos y en 2 segundos.

Se puede observar en las gráficas superiores, como se han corregido las variaciones de potencia con los sistemas disponibles, y aun trabajando todos los sistemas al 100 % de su capacidad, no se ha podido hacer frente a los sucesos, ya que las variaciones de potencia eran mayores a las que nuestro sistema puede corregir.

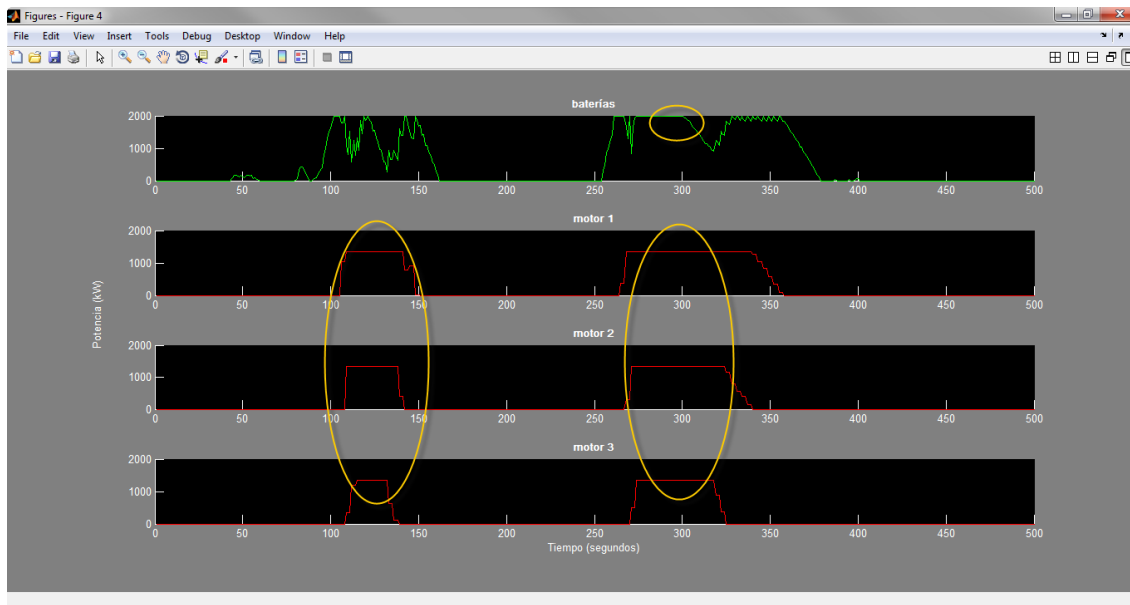


Imagen 50: Aportes realizados por los sistemas de baterías y diésel.

La gráfica muestra como el sistema de baterías y los 3 motores diésel han realizado el mayor aporte que podían para contrarrestar el suceso de ramp off.

De todas formas, los instantes en los que el sistema se encuentra finalmente fuera de los límites de 73,3 kW, no se consideran una penalización en el porcentaje de cumplimiento, ya que según las especificaciones de PREPA, cualquier incumplimiento que se tenga después de aplicar todos los sistemas disponibles al completo, no penalizan.

Porcentajes de cumplimiento:

Los datos originales provenientes de la planta Ilumina para el día 25, muestran que la planta ha estado generando 12245 segundos, de los cuales ha estado en incumplimiento 1683.

Este incumplimiento, según los requerimientos de PREPA, corresponde con un 13.75%, es decir, el porcentaje de la cumplimiento para el día 25 se sitúa en un 86.25%.

Tras aplicar el algoritmo a los datos y realizar la simulación, se obtiene que de los 1683 se ha pasado a tener 179 segundos, lo que significa un incumplimiento del 1,46 %. La planta pasa a tener un cumplimiento del 98,54 % en el peor de los escenarios posibles.

Los resultados de los otros días analizados son los siguientes:

Día	% Cumplimiento natural	% Cumplimiento final
25	86,25	95,54
10	97,90	99,81
19	99,75	99,99
23	96,32	98,83
24	96,37	99,38

Conclusiones

El algoritmo realizado cumple con los requisitos establecidos por la compañía eléctrica para los días analizados. No obstante se trata de una simulación, en la cual, se considera que los sistemas tienen un funcionamiento perfecto, y un cumplimiento de los tiempos correctos.

Se trata de una regulación de la curva de potencia activa muy compleja, ya que las variaciones de potencia que se desean corregir representan menos de un 0,5 % de la potencia nominal de la planta en un tiempo de 2 segundos, lo que hace difícil llevar a cabo dicha regulación con los sistemas disponibles, ya que su tiempo de respuesta es excesivo (a excepción de las baterías) o no disponen de la precisión suficiente para responder a variaciones tan pequeñas de potencia.

Los parámetros de la simulación podrán ser ajustados una vez el programa se implemente y se realicen pruebas reales, ya en producción.

11. Bibliografía

Libros:

Energía Solar Fotovoltaica (4ª Ed),

Editorial FUND. CONFEMETAL

Autor: Javier María Mendez Muñiz

Energía Solar Fotovoltaica,

Autor: Oscar Perpiñán Lamingueiro

Artículos y publicaciones:

Lithium-based energy storage management for DC distributed renewable energy system.

Autores: Wei Zhang, Dong Dong, Cvetkovic, Boroyevich.

IEEE Energy Conversion Congress and Exposition

Controlling and monitoring solar energy production

Autor: S. Bharathi

Páginas Web

<http://www.hipernova.cl/Notas/Energias-renovables-insuficiencia.html>

www.solarweb.net/solar-fotovoltaica.php

Catálogos fabricantes equipamiento electrónico para instalaciones Fotovoltaicas

SCHNEIDER

SMA

FRONIUS

12. Presupuesto

DESARROLLO DEL ESTUDIO

TRABAJO	DURACION(h)	OPERARIO	PRECIO/UNIDAD	TOTAL (€)
Definición de objetivos	20	Ingeniero Técnico	35.5 €	710
Análisis de datos	40	Ingeniero Técnico	35.5 €	1420
Diseño de algoritmos	120	Ingeniero Técnico	35.5 €	4260
Programación de la simulación	160	Ingeniero Técnico	35.5 €	5680
TOTAL				12070 €

DOCUMENTACIÓN

TRABAJO	DURACION(h)	OPERARIO	PRECIO/UNIDAD	TOTAL (€)
Elaboración de la documentación	30	Ingeniero Técnico	35.5 €	885
TOTAL				1065 €

PRESUPUESTO DE LA EJECUCIÓN

CONCEPTO	TOTAL (€)
Total desarrollo del estudio	12070
Total elaboración documentación	1065
TOTAL	13135 €

TOTAL PRESUPUESTO

CONCEPTO	TOTAL (€)
Presupuesto de la inversión	13135
21 % I.V.A	2758.35
TOTAL	15893.35 €

El presupuesto de ejecución asciende a la cantidad de:



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



QUINCE MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y TRES EUROS Y TREINTA Y CINCO CENTIMOS DE EURO.



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



13. Diagrama de ejecución de tareas

TAREAS	SEPTIEMBRE				OCTUBRE					NOVIEMBRE				DICIEMBRE					ENERO				FEBRERO				Horas				
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S5	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S5	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4					
Definición de objetivos																															20
Análisis de datos																															40
Diseño de algoritmos																															120
Programación de la simulación																															160
Elaboración de documentación																															30
TOTAL																									370						



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



ANEXO 1

Código Matlab de la Simulación



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Programa principal

```
1 clear
2 %% carga de datos
3 datos=load('dia25_trozo.txt','-ASCII');
4 % plot(datos)
5 %% Variables de la fotovoltaica y del POI
6     % fv representa los datos de potencia de fotovoltaica de la
planta de
7     % trabajo, mientras que poi representa los datos de salida de
potencia
8     % en el punto de interconexión con la red eléctrica. Se cargan
9     % inicialmente con los mismos valores ya que si el sistema de
baterías,
10    % nuberu o los grupos diesel no funcionasen, la salida del poi
sería la
11    % misma que la fotovoltaica.
12
13 fv=datos(:,8);
14 poi=datos(:,8);% en el archivo 001 y 002 es (:,2) puse dos veces la
misma columna
15 tam=length(datos);% tamaño de la muestra de datos del día
16
17 %% Dimensionamiento de variables para velocidad de ejecución de la
simulación
18     % Para una simulación en tiempo real es necesario dimensionar
inicialmente los
19     % vectores ya que sino estos cambian de tamaño y se reescriben
sus
20     % valores en cada iteración relentizando el programa de
simulación. Si
21     % no se ejecuta en tiempo real no es necesaria su
dimensionamiento
22     % inicial.
23
24 % dif30((tam-31),1)=0;
25 % dif30orig((tam-31),1)=0;
26 % dif2((tam-31),1)=0;
27 % dif2orig((tam-31),1)=0;
28 % promedio2((tam-31),1)=0;
29 % remote_start((tam-31),1)=0;
30 % test((tam-31),1)=0;
31 % test((tam-31),2)=0;
32 % test((tam-31),3)=0;
33 % test((tam-31),4)=0;
34 % dif2final((tam-31),1)=0;
```



```
35 % dif30final((tam-31),1)=0;
36 % y(tam-30)=NaN;
37 % x(tam-30)=NaN;
38 motor1_consigna=zeros(tam,1);% vectores para almacenamiento de las✓
consignas de los motores
39 motor2_consigna=zeros(tam,1);
40 motor3_consigna=zeros(tam,1);
41 cont=0;
42 %% bucle para simular la entrada de datos del día
43     % La simulacion se realiza a partir del instante 31 ya que es✓
donde se
44     % empiezan a disponer de datos para los vectores de diferencias✓
de
45     % tiempo a 30 segundos
46 figure(1) % la figura 1 es para la visualización en tiempo real.
47 hold on
48 for i=31:(tam)
49 %% calculo diferencias de potencia 30 segundos
50     a=fv(i,1)-poi((i-30),1); %diferencia de potencia respecto del✓
POI(FV-POI)
51     dif30(i,1)=a;
52
53     a0=fv(i,1)-fv((i-30),1); %diferencia de potencia original (FV)
54     dif30orig(i,1)=a0;
55
56 %% calculo diferencia de potencia 2 segundos
57     b=fv(i,1)-poi((i-2),1);%diferencia de potencia respecto del POI✓
(FV-POI)
58     dif2(i,1)=b;
59
60     b0=fv(i,1)-fv((i-2),1); %diferencia de potencia original (FV)
61     dif2orig(i,1)=b0;
62
63 %% Cálculo del promedio de los últimos valores de las diferencias✓
de potencia.
64     if(i>5)
65         promedio2(i,1)=(dif2((i-4),1)+dif2((i-3),1)+dif2((i-2),✓
1)+dif2((i-1),1)+dif2((i),1))/5;
66     end
67
68 %% Envío de variables al sistema de prevención
69     % De esta forma se devolvera en el vector remote_start() un✓
valor
70     % distinto de cero que representa la señal de Set del grupo✓
```

```
diesel
71     remote_start(i,1)=prevencion(dif2orig(i,1),dif30(i,1),promedio2
(i,1));
72
73 %% Cálculo consignas motores
74     % la consigna de los motores se actualiza cada 3 segundos,
durante la
75     % rampa de 3 segundos no se supone ningun porcentaje, se
mantiene la
76     % anterior consigna según nos indica el fabricante "Cummins"
77     if (cont==0)
78         mot1=motor1(dif30(i,1));% actualización de consignas
79         mot2=motor2(dif30(i,1));
80         mot3=motor3(dif30(i,1));
81         cont=cont+1;
82     else
83         if (cont==2)
84             cont=0;
85         elseif(cont==1)
86             cont=cont+1;
87         end
88     end
89
90
91 %% Testeo de consignas para ver valores en cada grupo diesel
92
93     test(i,2)=mot1;
94     test(i,3)=mot2;
95     test(i,4)=mot3;
96
97
98 %% limitación superior
99     %Se limita la consigna de los inversores haciendo que estos
salgan del
100     %punto de máxima potencia cuando la diferencia de potencia
respecto de
101     %su valor 2 segundos antes es superior a 66,6 kW.
102
103     consigna_superior=rampon(poi(i,1),poi((i-2),1));
104     poi(i,1)=poi(i,1)+consigna_superior;
105
106 %% Nuberu
107     % Mediante esta sección suponemos un funcionamiento perfecto
por parte
```

```
108 % del sistema de predicción Nuberu, en el cual se puede saber✓
con
109 % antelación los valores de irradiancia futuros que se estiman✓
y
110 % mediante la multiplicacion por un valor fijo PR se obtiene✓
la
111 % potencia. Por lo tanto se emulan los deslastres de potencia a✓
3,2 y 1
112 % minutos.
113
114 % Nuberu 3 minutos
115 if ((i+180)<(tam))
116     if((fv(i+180,1)-poi((i+150),1))<-1000)
117         deslastre3=1;
118     else
119         deslastre3=0;
120     end
121 end
122 test(i,5)=deslastre3;
123
124 % Nuberu 2 minutos
125 if ((i+120)<(tam))
126     if ((fv(i+120,1)-poi((i+90),1))<-1000)
127         deslastre2=1;
128     else
129         deslastre2=0;
130     end
131 end
132 test(i,6)=deslastre2;
133
134 % Nuberu 1 minuto
135 if ((i+60)<(tam))
136     if ((fv(i+60,1)-poi((i+30),1))<-1000)
137         deslastre1=1;
138     else
139         deslastre1=0;
140     end
141 end
142 test(i,7)=deslastre1;
143
144 % Calculo de la consigna de deslastre
145 %cualquiera de las 3 marcas de deslastre de las que se✓
disponen
146 %activará un deslastre con un valor de 33 kW cada segundo,✓
```

```
de lo
147     %contrario el deslastre aplicado será cero.
148
149     if (deslastre3>0 || deslastre2>0 || deslastre1>0)
150         deslastre=-33;
151
152     else
153         deslastre=0;
154     end
155
156     %%Actualización de la salida del POI con el deslastre aplicado.
157     poi(i,1)=poi(i,1)+ deslastre;
158
159     test(i,8)=deslastre;% variable de control para ver el valor de
los deslastres en cada instante
160
161     %% calculo consigna para baterías y regulación fina
162     % Las baterías son las encargadas de realizar un aporte de
potencia
163     % fino, es decir, ya que los motores trabajan para compensar
las
164     % grandes variaciones en la escala de diferencias de 30
segundos, las
165     % baterías deberán hacer el aporte necesario para compensar en
la
166     % escala de dferencias de 2 segundos.
167
168     aporte_mot=poi(i,1)+mot1+mot2+mot3;%calculo de la potencia en el
poi con los motores
169     dif2fino=(aporte_mot)-(poi((i-2),1)); % calculo de la diferencia
de potencia en el POI actual menos 2 segundos antes
170
171     bat=baterias(dif2fino,dif30(i,1)); % calculo de la consigna
necesaria
172     test(i,1)=bat; % variable de control de las consignas
introducidas por el sistema de baterías
173     %% consignas finales aplicadas despues de hacer el deslastre
174     % Finalmente despues de haber aplicado los deslastres de
potencia, si
175     % han sido necesarios, se obtiene el valor de salida final del
POI con
176     % las consignas de los motores y de la sbaterías.
177     poi(i,1)=poi(i,1)+bat+mot1+mot2+mot3; % actualización de la
potencia de salida del POI
```

```
178
179 %% diferencias finales
180     %calculo de las diferencias de potencia finales
181     a1=poi(i,1)-poi((i-30),1); %diferencia de potencia del POI
182     dif30final(i,1)=a1; % diferencias de 30 segundos
183
184     b1=poi(i,1)-poi((i-2),1);
185     dif2final(i,1)=b1; % diferencia de 2 segundos
186
187 %% gráficas en tiempo real
188     % habilitando esta sección se puede ver en tiempo real como funciona
189     % el sistema, se recomienda buen procesador ya que se acaba
190     % relentizando de lo contrario.
191 %     y(i-30)=fv(i,1);
192 %     x(i-30)=poi(i,1);
193 %     grid on
194 %     plot(y,'r','linewidth',2);
195 %     plot(x,'g','linewidth',2);
196 %     drawnow
197 %     legend('Meter Original','POI')
198 %     pause(0.005) % un poco acelerado
199
200 end
201 hold off % este hold of es para desbloquear la figura que se utiliza para la vision en tiempo real.
202 %% Gráficas de los resultados
203
204 figure(2) %gráfica de la potencia fotovoltaica y potencia final del POI
205     hold on
206     grid on
207     plot(fv,'r','linewidth',2);
208     plot(poi,'g','linewidth',2);
209     plot(remote_start,'linewidth',2);
210     legend('Meter Original','POI','Remote Start')
211     hold off
212
213 %% Gráficas de la diferencias de potencia antes y despues
214 figure(3)
215 %% Gráficas para 30 segundos
216 subplot(2,1,1)
217 hold on
218 plot(dif30orig,'r');
```

```
219 plot(dif30final,'g');
220 title('dif 30 segundos antes y despues')
221 hold off
222
223 %% Gráficas para 2 segundos
224 subplot(2,1,2)
225 hold on
226 plot(dif2orig,'r')
227 plot(dif2final,'g')
228 title('dif 2 segundos antes y despues')
229 hold off
230
231 %% Aportes de las baterías y los motores
232 figure(4)
233 subplot(4,1,1)% Muestra el aporte de las baterias en cada
instante
234 hold on
235 plot(test(:,1),'g','linewidth',1);
236 title('baterías')
237 hold off
238 %%
239 subplot(4,1,2)% Muestra el uso del grupo diesel 1
240 hold on
241 plot(test(:,2),'r','linewidth',1)
242 title('motor 1')
243 hold off
244 %%
245 subplot(4,1,3)% Muestra el uso del grupo diesel 2
246 hold on
247 plot(test(:,3),'r','linewidth',1)
248 title('motor 2')
249 hold off
250 %%
251 subplot(4,1,4)% Muestra el uso del grupo diesel 3
252 hold on
253 plot(test(:,4),'r','linewidth',1)
254 title('motor 3')
255 hold off
256 %%
257
258
```



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Sistema de Prevención

```
1 function p = prevencion(dif2,dif30,promedio2)
2 %Funcion que simula el sistema de prevención de caidas de potencia
3 % Intenta preveer la caída con una antelación suficiente para
activar el
4 % remote start de los motores, es decir, el pre-arranque.
5
6 %% Parámetros del sistema
7 % Los Parámetros del sistema se recomienda no cambiarlos.
8 alfa=-120; % Es el parámetro para las diferencias de potencia
fotovoltaica en 2 segundos
9 beta=-80; % Es el parámetro para los promedios de las diferencias
de potencia a 2 segundos
10 gamma=-1000; % es el valor de potencia limite por debajo del cual se
debe enviar la señal de Remote Start.
11
12 %% Funcionamiento
13 if (dif30<gamma)
14     p=2000;% se le adjudica un valor de 2000 para la
representación gráfica
15 elseif (dif30>=gamma)
16     if(dif2<alfa && promedio2<beta)
17         p=2000;
18     else
19         p=0;
20     end
21 end
22
23 end
24
25
26
```




Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Grupos Generadores Diesel

```
1 function m = motor1(d30)
2 %Emula el cálculo de la consigna del motor 1
3 % Se compensarán las variaciones de potencia activa desde un valor✓
mínimo
4 % que viene establecido por el parámetro "min1" y un valor máximo
5 % establecido por el parámetro "max1".
6 % El cálculo de la consigna en cada instante será el aporte✓
necesario para
7 % impedir que la diferencia de potencia activa en 30 segundos✓
inyectada a
8 % red por los sistemas externos(baterías y grupos diesel), sea✓
inferior a -3000 kW.
9
10 %% Parámetros del motor
11 min1=-3000; %-1500
12 max1=-4350; %-2850
13
14 %% Funcionamiento
15 if(d30<=min1 && d30>=max1)
16     m=min1-d30;
17 elseif(d30<max1)
18     m=1350;
19 elseif(d30>min1)
20     m=0;
21 end
22
23
24
25
```

```
1 function m = motor2(d30)
2 %Emula el cálculo de la consigna del motor 2
3 % Se compensarán las variaciones de potencia activa desde un valor✓
mínimo
4 % que viene establecido por el parámetro "min1" y un valor máximo
5 % establecido por el parámetro "max2".
6 % El cálculo de la consigna en cada instante será el aporte✓
necesario para
7 % impedir que la diferencia de potencia activa en 30 segundos✓
inyectada a
8 % red por los sistemas externos(baterías y grupos diesel), sea✓
inferior a -4350 kW.
9
10 %% Parámetros del motor
11 min2=-4350; %-2850
12 max2=-5700; %-4200
13
14 %% Funcionamiento
15 if(d30<=min2 && d30>max2)
16     m=min2-d30;
17 elseif(d30<=max2)
18     m=1350;
19 elseif(d30>min2)
20     m=0;
21 end
22
23
```

```
1 function m = motor3(d30)
2 %Emula el cálculo de la consigna del motor 3
3 % Se compensarán las variaciones de potencia activa desde un valor✓
mínimo
4 % que viene establecido por el parámetro "min1" y un valor máximo
5 % establecido por el parámetro "max1".
6 % El cálculo de la consigna en cada instante será el aporte✓
necesario para
7 % impedir que la diferencia de potencia activa en 30 segundos✓
inyectada a
8 % red por los sistemas externos(baterías y grupos diesel), sea✓
inferior a -5700 kW.
9
10 %% Parámetros del motor
11 min3=-5700; %-4200
12 max3=-7050; %-5550
13
14 %% Funcionamiento
15 if(d30<=min3 && d30>max3)
16     m=min3-d30;
17 elseif(d30<max3)
18     m=1350;
19 elseif(d30>min3)
20     m=0;
21 end
22
23
24
25
26
```



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Sistema de Almacenamiento - Baterías

```
1 function m = baterias( d2,d30 )
2 %Emulacion de la compensación de variaciones de potencia activa
3 % Las baterías realizan la compensacion de variaciones de potencia✓
activa
4 % mayores del parametro establecido como "minb" (kW) en dos✓
segundos.
5 % Principalmente realizan el ajuste fino de potencia en 2 segundos
6 % despues de que los motores realicen su aporte.
7
8 %% parámetros de las baterías
9
10 % Parametros de variación de potencia en 2 segundos
11 minb=-66;%establece el valor de la diferencia de potencia en 2✓
segundos a partir del cual aportan las baterías.
12 aporte=2000; % aporte máximo de las baterías durante una caida
13
14 maxb=-1000-aporte; % parámetro para el modo de funcionamiento 00
15
16 %% Funcionamiento 00
17 % Este modo de funcionamiento se utiliza cuando solo se requiere
18 % utilizar un 50 % de la capacidad de las baterías y no provocar✓
ciclos
19 % de descarga muy profundos.
20
21 % if(d2<minb && d30>maxb)
22 %     m=minb-d2;
23 % elseif(d30>maxb && d2>minb)
24 %     m=0;
25 % elseif(d30<maxb)
26 %     m=aporte;
27 %
28 % elseif(d2==minb)
29 %     m=0;
30 % end
31
32 %% Funcionamiento 01
33 % Este modo de funcionamiento es la regulacion fina dependiente✓
del
34 % aporte de los motores para compensar lo maximo posible las
35 % diferencias a 2 segundos.
36 if(d2<minb)
37     a=minb-d2;
38     if(a<=2000)
39         m=a;
```

```
40     else
41         m=aporte;
42     end
43     else
44         m=0;
45
46 end
47
48
```



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Limitación Superior – Ramp On


```
1
2 function p = rampon(actual,anterior2)
3 % Funcion que limita la producción de los inversores si estos ✓
sobrepasan
4 % los límites superiores en una diferencia de tiempo de dos segundos
5
6 %% Parámetros del sistema
7     % el parámetro limit indica el valor máximo de producción ✓
permitido en
8     % dos segundos, se establece inicialmente el 73, ya que lo ✓
máximo
9     % permitido por la compañía electrica es 66,6 kW con una ✓
tolerancia del
10    % 10%.
11 limit=73;
12 %% Funcionamiento
13 if ((actual-anterior2)>limit)
14     p=limit-(actual-anterior2);
15     else
16     p=0;
17 end
18
19
20 end
21
22
```



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



ANEXO 2

Balance de Energía sistema de baterías – Peor Escenario

Datos técnicos

Partiendo del sistema de baterías del que disponemos cuyas especificaciones técnicas se recogen en la siguiente tabla:

Specification	Ratings	Notes
AC Voltage	480 VAC, +12%, -6%	Three-phase Delta
AC Current	2442 A	At 2.03 MW at PCC
Frequency	60 Hz, ± 5 Hz	During both charging and discharging
AC Power	2.03 MW	Measured at PCC during both charging and discharging
AC Reactive Power	2.03 MVAR	Measured at PCC during both charging and discharging
Full Power Response	< 150 ms	From 10% to 90% and from 90% to 10% power
AC Circuit Breaker	2 at 2000 A	Motorized control. See the note that follows this table for more information.
Energy	338 kWh	1.82.03 MW for 10 minutes at PCC
PCS Efficiency	97%	At greater than 40% load during both charging and discharging.
Roundtrip Efficiency	84%	At 2.03 MW at PCS output
TDD	< 5% voltage and current distortion	At any combination of line, load, and battery SOC conditions
DC Voltage	750–1150 VDC	
DC Current	2862 A	Maximum DC current during either charging or discharging conditions at 750 VDC
Batteries	52 Line Replaceable Units	Each battery module contains 4 batteries
DC Circuit Breaker	4, each at 4000 A, one for each inverter and for DC(+) and DC (-)	Motorized DC Breaker in PCS
DC Fuses	4200A, in each DC (+) and DC (-) fused disconnect switch	In PM

Especificaciones eléctricas

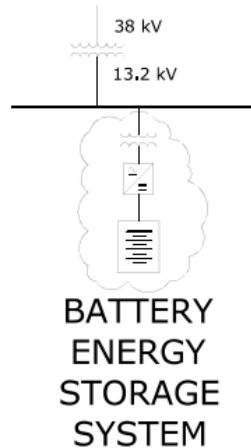
Se tiene un sistema de almacenamiento de 338 kWh, que está pensado para dar un pico de máxima potencia de 2028 kW durante 10 minutos (es decir, no se le puede solicitar más potencia de esa).

Estas baterías se pueden usar de varias formas, se disponen varios ejemplos:

- 169 kW durante 2 horas y se vacían
- 338 kW durante 1 hora y se vacían
- 676 kW durante 30 minutos y se vacían.
- 1352 MW durante 15 minutos y se vacían.

Claro está que estos tiempos se refieren a una entrega continua, y no a trozos como ocurre en la planta fotovoltaica. Se hace entonces un balance de energía a lo largo del peor día del que se disponen datos, para ver el comportamiento del sistema en el peor de los escenarios de los que disponemos de datos.

Conexión de las baterías en la instalación:



Para el análisis del tiempo de carga del sistema de baterías, se va a considerar una carga lineal con los siguientes parámetros:

- 750 VDC Mínima tensión continua que soportan las baterías (750 – 1150 VDC)
- 1500 A Corriente durante la carga, el sistema de baterías soporta hasta 2862 A durante la carga, con una tensión de 750 VDC.

Eficiencia de los ciclos de carga y descarga (Roundtrip efficiency) 84 %, es el rendimiento, indica el porcentaje de energía que podremos extraer, respecto al que se cargó, debido a las distintas pérdidas que existen durante el proceso de carga y descarga.

Calculo Potencia de carga de las baterías

La potencia de carga será:

$$750 \text{ Vdc} \times 1500 \text{ A} = 1125 \text{ kW}$$

Teniendo en cuenta el rendimiento del 84% :

$$1125 \text{ kW} \times 0.84 = \mathbf{945 \text{ kW}}$$



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.

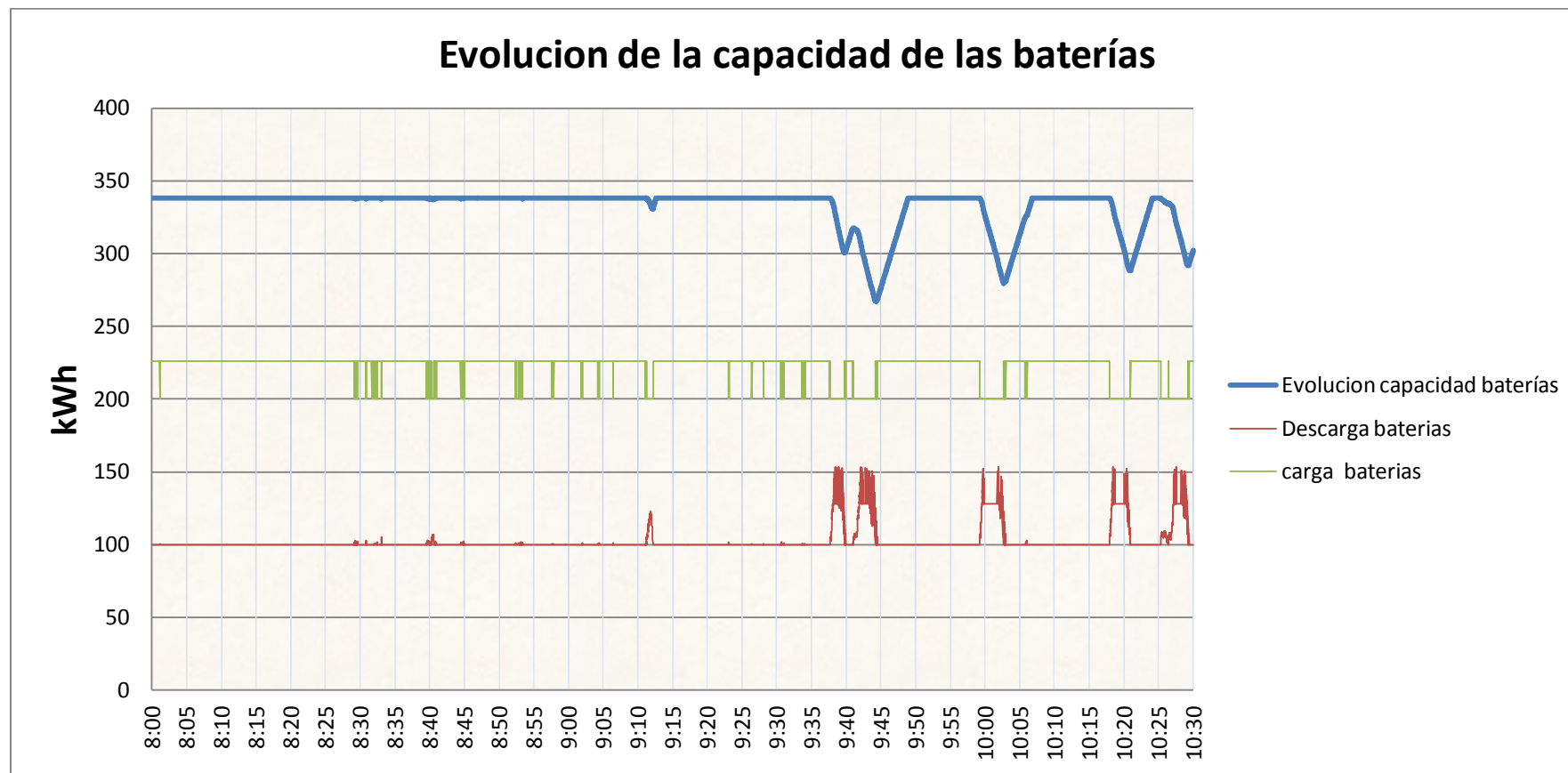


Calculo tiempo de carga de las baterías

El tiempo de carga de las baterías (estando vacías):

$$\frac{338 \text{ kWh}}{945 \text{ kW}} = 0.357 \text{ horas} \approx 21 \text{ minutos}$$

Resultados utilización de baterías durante el día completo



Nota: Los valores de carga y descarga de las baterías están sobredimensionados y colocados sobre otro eje para una mejor visualización.



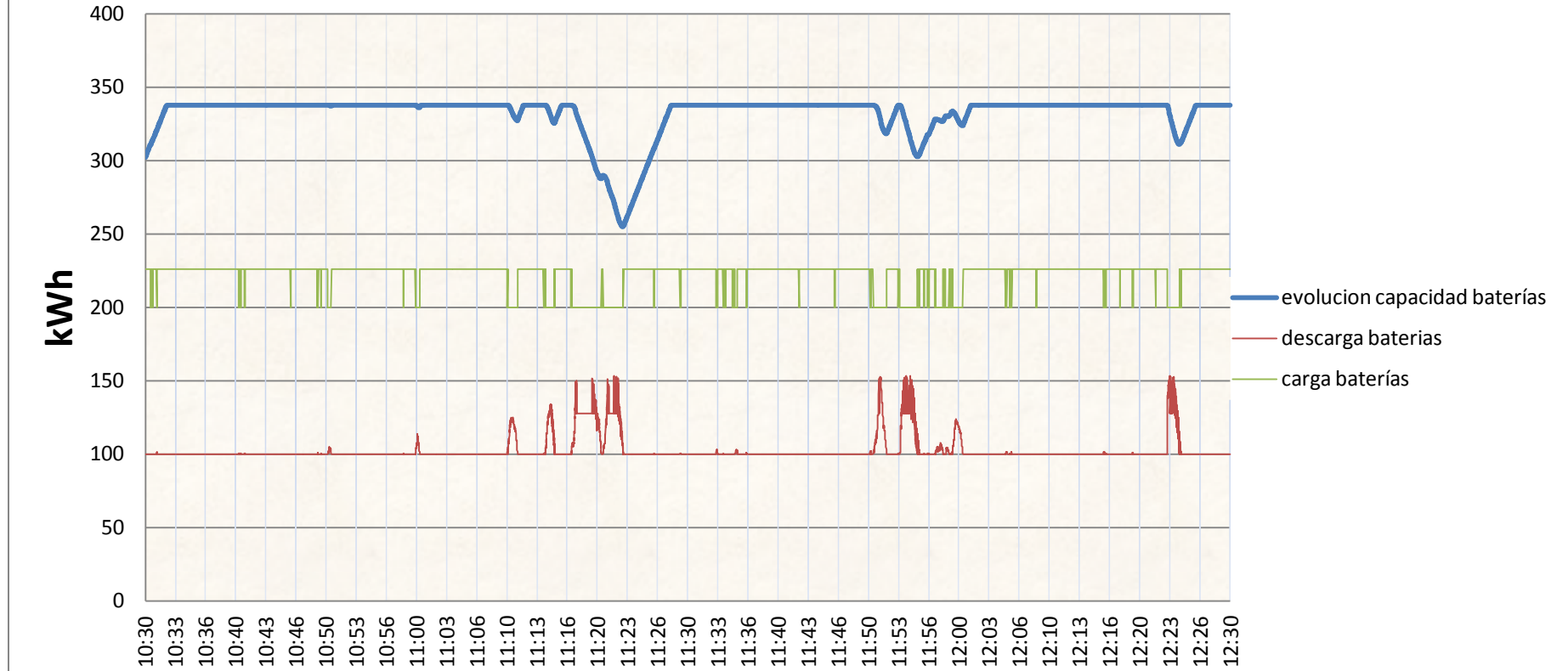
UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Máster en Ingeniería de Automación e Informática Industrial

Evolución de la capacidad de las baterías



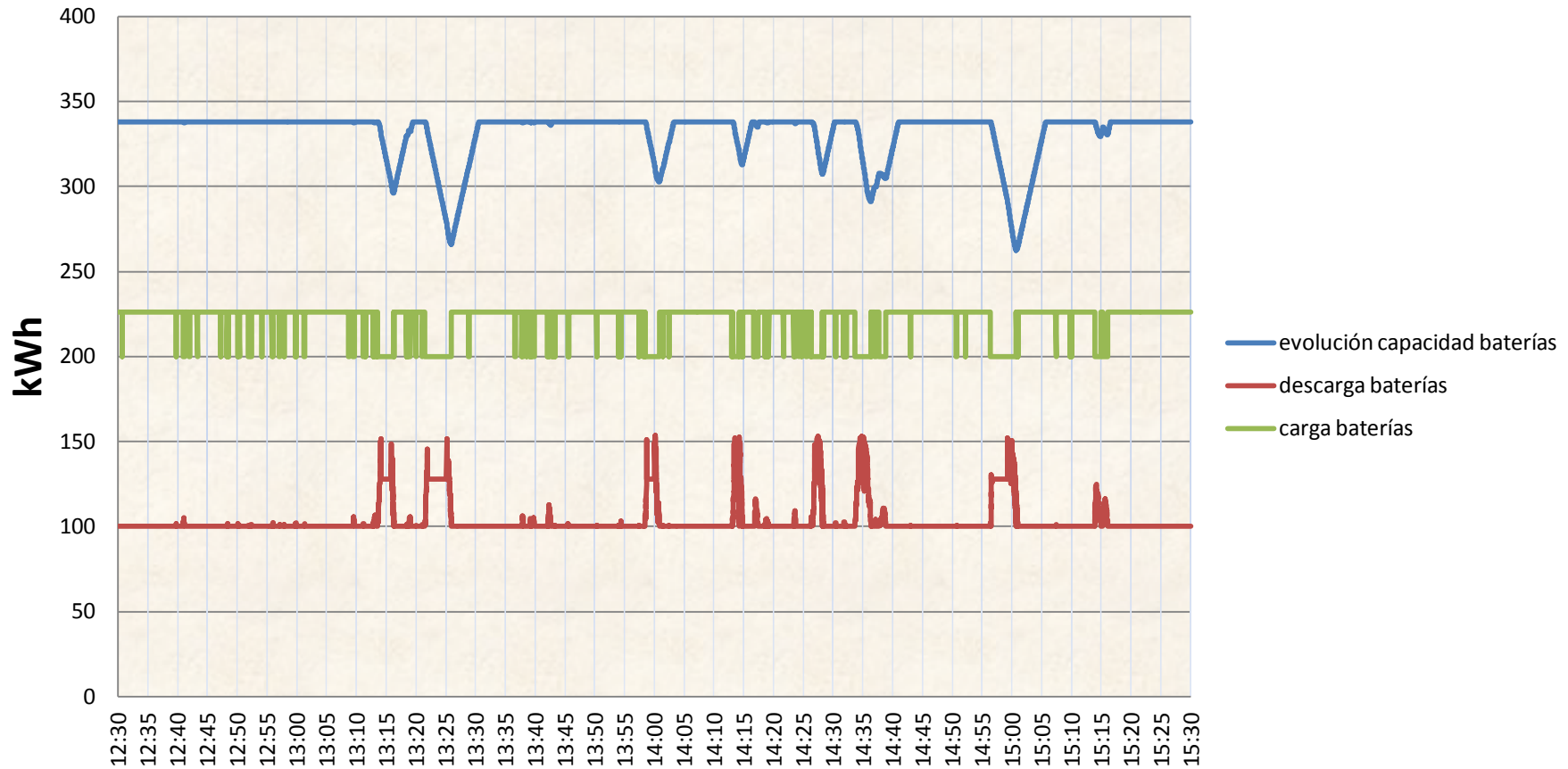


UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Evolución de la capacidad de las baterías



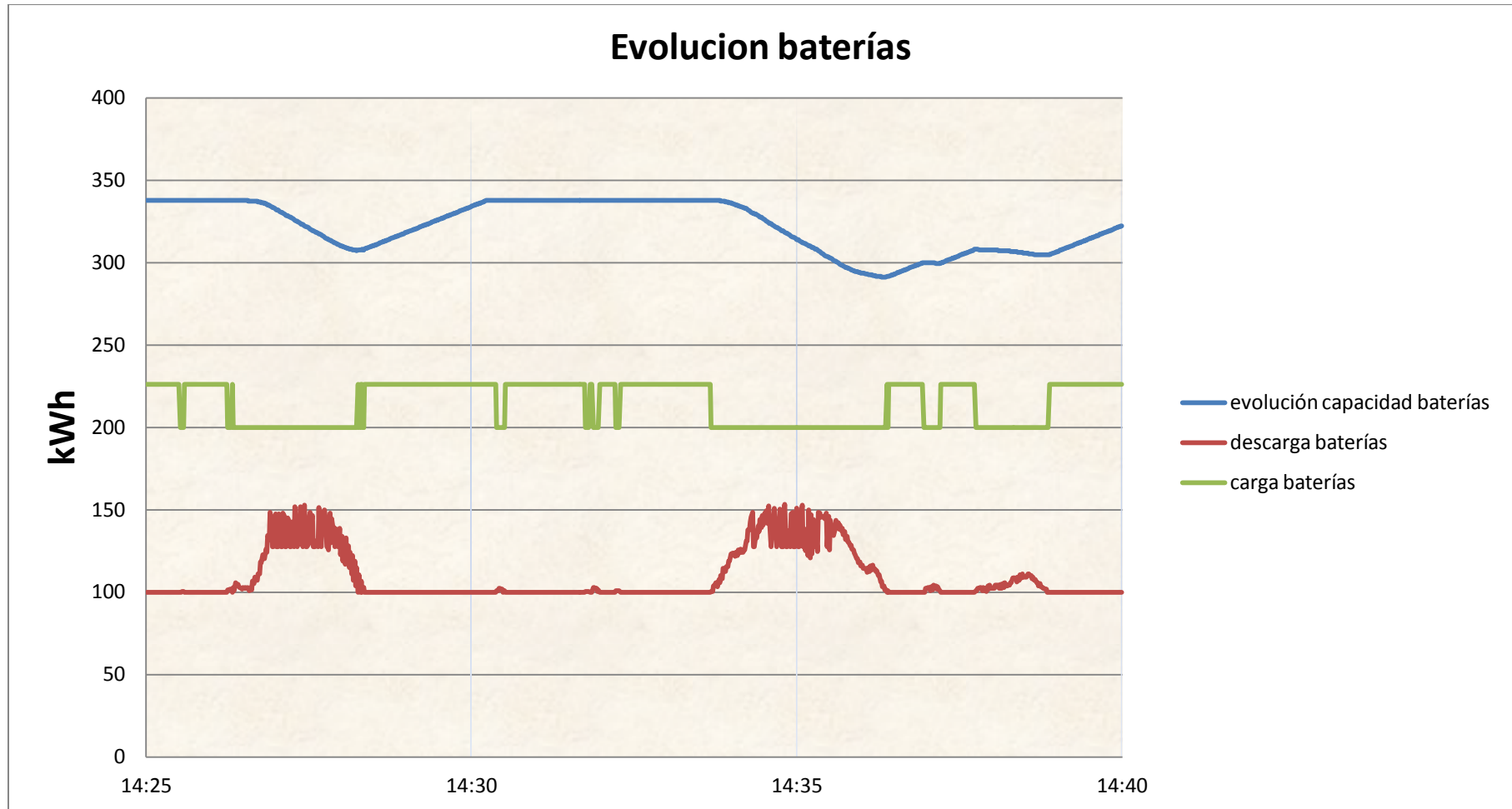


UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Máster en Ingeniería de Automación e Informática Industrial





Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



Conclusiones

Las baterías pueden soportar durante el 100 % del día la regulación de las variaciones de potencia superiores a 66,6 kW en periodos de 2 segundos, ya que se dispone, entre caída y caída, de tiempo suficiente para la recuperación de la energía.

No se han dado episodios de descargas completas en el sistema de almacenamiento a lo largo del día.

Los resultados de este análisis pueden cambiar en función de los parámetros de carga del sistema de baterías, ya que estos cálculos se basan en la interpretación de las especificaciones técnicas.



Análisis y modelado de algoritmo de regulación de fluctuaciones de potencia para plantas fotovoltaicas mediante sistemas de almacenamiento de energía y generadores diesel.



ANEXO 3

Metodología de Evaluación Cumplimiento MTRs Rampa y Frecuencia

CN 078-04479
REV. 01/13

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

SAN JUAN, PUERTO RICO

www.aeepr.com



APARTADO 364267
CORREO GENERAL
SAN JUAN, PR 00936-4267

Metodología de Evaluación Cumplimiento MTRs Rampa y Frecuencia

1.1 Frequency response/regulation requirement compliance monitoring

Frequency response and regulation compliance will be monitored on a daily basis by the following procedure:

- a. The actual active power output of the Facility and the grid frequency will be measured by the SCADA system based on the standardized two seconds scan rate. Each individual scan will be automatically stored by the SCADA system.
- b. The required response of the Facility to frequency deviations is automatically computed scan by scan based on the frequency bias formula, to which a 5% droop characteristic is applied.

$$f_b = NCF / (\text{Droop}\% * f_{nom} * 10) \quad \text{MW}/0.1\text{Hz}$$

Where:

f_b = frequency bias in MW/0.1 Hz

NCF = Nominal Capacity of the Facility in MW

$\text{Droop}\%$ = 5% in pu

f_{nom} = system nominal frequency = 60Hz

For example, for a 20MW Facility:

$$f_b = 20 / (.05 * 60 * 10) = 0.667 \text{ MW}/0.1\text{Hz}$$

- c. The frequency response of the Facility should always be in opposition to the direction of the system frequency deviation.

$$f_{dev} = \text{absolute value } (f_{sys} - 60) \text{ in Hz}$$

f_{sys} = actual system frequency in Hz

f_{dev} = frequency deviation from the nominal system frequency in Hz

- d. The frequency bias will be applied to (multiplied by) the frequency deviation beyond the dead band, at the two seconds SCADA scan rate. This result (FRF) establishes the increase or decrease in active power required at the POI in response to the system frequency deviation.

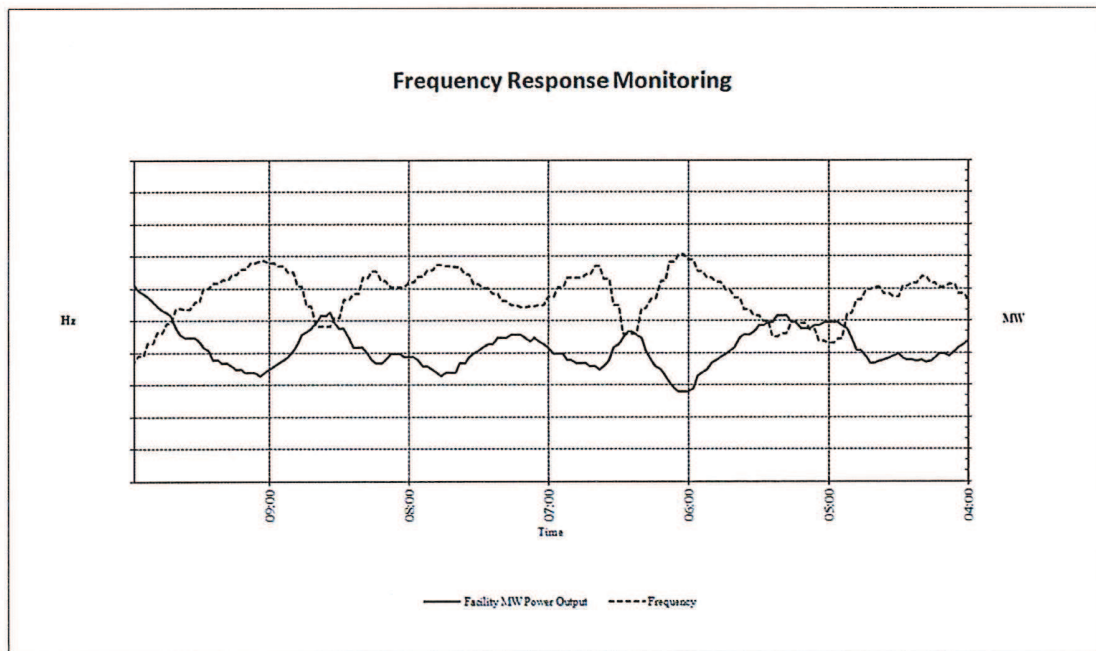
$$FRF = (f_b) (f_{dev} - d_{band})$$

FRF = frequency response of the Facility in MW (increase or decrease in active power required at the POI in response to the system frequency deviation)

f_{dev} – frequency deviation from the system nominal frequency (in Hz) or the absolute value of the difference between the actual system frequency and 60 Hz

d_{band} = dead band in Hz

- e. For example, for a dead band of 0.01Hz and an increase in frequency deviation of 0.11Hz, the power output of the 20MW Facility at the POI is required to decrease by 0.667MW. In the other hand, if the frequency decreases with a frequency deviation of 0.31Hz, a 2MW increase in active power output at the POI is required. The Facility is required to continuously comply with this standard frequency response participation. The maximum frequency response participation required to the Facility is limited to 10% of the nominal capacity of the plant; no further participation is required, independently of how much frequency deviates in excess of 0.3 Hz + dead band. The Facility is required to continuously comply with the previously explained frequency response and regulation requirements, simultaneously with active power upward/downward ramp events. The following chart illustrates graphically a representative performance of a Facility in the context of the frequency response and regulation requirement. The dotted graph represents the system frequency and the solid one, the plant's active power output at the POI in response to the corresponding system frequency deviations:



2.1 Ramp rate control requirement compliance monitoring

- a) Ramp rate control will be monitored independently of the frequency response. Rates of change in active power at the Facility's POI in excess of the 10 % ramp rate requirement caused by the need to provide frequency response (per required), shall not be accounted as non-compliance of the ramp rate control requirement. If there is no need for frequency response and the Facility's active power rate of change exceeds the ramp rate requirement, the Facility will be in non-compliance with this requirement.
- b) The AC power output of a Facility will be measured at the POI with a sampling rate of 2 seconds, and the ramp in MW per scan of the Facility is defined as:

$$R_S = |P_S - P_{S-1}|$$

Where:

R_S = Ramp in MW per Scan

P_S = present power output of the Facility in MW

P_{S-1} = power output of the Facility in MW one (1) scan before,
which is two (2) seconds previous

The ramp rate for each scan is calculated according to the following formula and expressed as a percentage of the Facility capacity per minute (30 scans):

$$RR = \frac{R_S \times 30}{P_F} \times 100$$

Where:

RR = ramp rate in % of Facility capacity per minute

P_F = Facility AC contracted capacity in MW

The required ramp rate is 10 %, with an additional 10 % tolerance to exclude scans which are marginally in non-compliance. When a scan exceeds the required ramp rate plus the tolerance, an alternate corrected scan will be calculated to identify the Facility's power output for this scan to be in compliance (at the 10 % required ramp rate).

$$P_{AS} = P_{S-1} - \frac{(10\%)P_F}{30}$$

Where:

P_{AS} = alternate corrected calculated scan in MW

P_F = Facility AC contracted capacity in MW

Any scan thereafter in which the Facility output is less than this alternate corrected calculated scan, will be considered in violation. Facility MW insufficiency per scan to comply with ramp rate requirement will then be calculated by subtracting the present Facility power output from this corrected Facility power output, as follows:

$$X = P_{AS} - P_S$$

Where:

P_S = present power output of the Facility in MW

P_{AS} = alternate corrected calculated scan in MW

X = Facility MW insufficiency per scan to comply with ramp rate requirement

Each Scan in Violation will be weighted accordingly to the following function:

$$S_W = 1 + (X)(e^{X/P_F})$$

Where:

S_W = weighted scan violation

X = Facility insufficiency per scan to comply with ramp rate requirement

P_F = Facility AC contracted capacity in MW

The Ramp Rate Compliance is defined as:

$$RRC = 100\% - \frac{\sum S_W}{S_{OP}} \times 100$$

Where:

RRC = percentage Ramp Rate Compliance

$\sum S_W$ = *total weighted scan violations during one day*

S_{OP} = *# of scans while the Facility is generating during one day*

2.2 MTR non-compliance management procedure

- a) PREPA shall have no liability (no waiting time calculation nor curtailment payment) with curtailments or disconnections related to MTR non-compliance.
- b) PREPA will monitor the performance of the Facility to verify its compliance with the requirements on a daily basis.
- c) If the Facility is deemed non-compliance, PREPA may disconnect or curtail the Facility in such a scope and duration consistent with Prudent Utility Practices as defined in the PPOA, and to a level that would have complied with the event. Before a penalty is applied, a written notification will be sent to the IPP to allow for correction as outlined below.
- d) For non-compliance events or situations that do not depend on the Facility's power output (such as, but not limited to, voltage regulation and reactive capability) PREPA will also have the option of disconnecting the Facility.
- e) The following procedure will apply for non compliance events:
 - i. PREPA will provide to the IPP a written notification, via email, of the non-compliance events, including the corresponding events data, graph and proposed level of curtailment to be applied if an appropriate solution is not provided.

- ii. The IPP will have up to 48 hours to review the notification and provide to PREPA a report that shall include the causes for Facility non-compliance, proposed corrective actions and approximate time it will take to bring the Facility back to compliance state.
- iii. IPP will perform the corrective actions and will provide to PREPA all required documentation that demonstrates the corrective actions performed to the Facility.
- iv. PREPA will monitor the Facility for a test period that shall be sufficient to allow the Facility to be exposed to system conditions or weather events of similar magnitude as those that caused the non-compliance event.
 - a. If the Facility can not comply with the requirements for future similar events, the Facility will be curtailed to the proposed level notified in [e)i].
 - b. IPP shall perform the necessary corrective measures to bring the Facility back to compliance, and the process included in this item [iv] shall be repeated.
 - c. If during this test period the Facility complies with the requirements under events similar to those that caused the non-compliance, the Facility shall be allowed to operate up to the contracted capacity and the curtailment lifted, if any was already applied.
 - d. Pursuant to Article 17.1(b), if the IPP, within 120 days, is unable to bring the Facility back to compliance after carrying out corrective measures, PREPA will maintain the curtailment of the Facility to a level that complies with the requirement or will keep it disconnected in the manner provided by the PPOA. Also, pursuant to Article 17.1(b), IPP, within 150 days, shall implement an alternate or enhanced design and control strategy that may include changes to the existing equipment or additional equipment at the Facility to bring it to compliance. Otherwise, IPP will be declared in breach of the Agreement and PREPA shall be entitled to declared termination of the Agreement, pursuant to Article 16.1.